



TUGAS AKHIR - MO 091336

Analisa On-Bottom Stability Offshore Pipeline : Studi Kasus Kb-Kcom Platform PT. Pertamina Hulu Energy North West Java

Wiraksini Naditya

NRP. 4310 100 089

Dosen Pembimbing:

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc.

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2014



FINAL PROJECT- MO091336

***ON-BOTTOM STABILITY ANALYSIS of OFFSHORE
PIPELINE :STUDY CASE Kb-Kcom PLATFORM PT.
PERTAMINA HULU ENERGY NORTH WEST JAVA***

WIRAKSINI NADITYA

NRP.4310 100 089

Supervisor:

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Hasan Ikhwan, M.Sc.

DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING

FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY

SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF TECHNOLOGY

SURABAYA

2014

**ANALISIS *ON-BOTTOM STABILITY OFFSHORE PIPELINE* : STUDI
KASUS Kb-Kcom *PLATFORM* PT. PERTAMINA HULU ENERGI
OFFSHORE NORTH WEST JAVA**

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat

Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Program Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

WIRAKSINI NADITYA

NRP. 4310 100 089

Disetujui Oleh Pembimbing Tugas Akhir :

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc. (Pembimbing 1)

2. Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc. (Pembimbing 2)



Surabaya, Agustus 2014

Analisa On-Bottom Stability Offshore Pipeline : Studi Kasus Kb-Kcom Platform PT. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java

Nama Mahasiswa : Wiraksini Naditya
NRP : 4310100089
Jurusan : Teknik Kelautan –FTK ITS
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc.

Tugas akhir ini bertujuan untuk mengetahui bagaimana tahap awal perencanaan *offshore pipeline* yang meliputi *Wall thickness* nominal yang dibutuhkan, ketebalan Concrete Coating yang dibutuhkan agar dapat melawan lifting force. Studi kasus yang dipakai dalam tugas akhir ini adalah proyek saluran *offshore pipeline* dari *platform* Kb menuju *platform* Kcom sepanjang 1.064 m di laut Jawa dengan masa layan 25 tahun. Pada analisis *Wall thickness* didapat ketebalan 9,5 mm, analisa stabilitas pipa baik lateral maupun vertikal memenuhi kriteria yang ditentukan oleh *code* yaitu angka stabilitas vertikal dan lateral tidak melebihi 1,1. Hasil perhitungan dan pemodelan pipa menunjukkan saat ketebalan *concrete coating* sebesar 30 mm dengan nilai stabilitas vertikal 1,697 dan stabilitas lateral 4,18 . Pemodelan pipa dilakukan dengan menggunakan software dengan mengatur besar kecepatan arus sebesar 0,287 m/s dan besar diameter total sebesar 0,287m, sehingga tekanan paling besar mengenai pipa yaitu sebesar 144.7 Pa.

Kata Kunci : *offshore pipeline, wall thickness, on-bottom stability, concrete coating.*

***On-Bottom Stability Analysis of Offshore Pipeline : Study Case Kb-Kcom
Platform PT. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java***

Name of Student : Wiraksini Naditya
NRP : 4310100089
Departement : Teknik Kelautan –FTK ITS
Lecture : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Ir. Hasan Ikhwan, M.Sc.

This final project aims to determine how the initial planning phase offshore pipeline that includes Wall nominal thickness required, concrete Coating thickness is needed in order to resist the lifting force. The case study used in this thesis is the channel project offshore pipeline from the platform to the platform Kb-Kcom along the 1,064 m in the Java Sea with 25-year service life. Wall thickness analysis obtained at a thickness of 9.5 mm, the analysis of the stability of both lateral and vertical pipe meets the criteria specified by the code that is a vertical and lateral stability does not exceed 1.1. Calculations and modeling results indicate pipe when concrete coating thickness of 30 mm with a value of 1,697 vertical stability and lateral stability 4.18. Pipe modeling is done by using software to adjust the flow rate of 0.287 m / s and a total of 0,287m large diameter, so the greatest pressure on the pipe is equal to 144.7 Pa.

Key Words : offshore pipeline, wall thickness, on-bottom stability, concrete coating,

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Alhamdulillahilahi robbil „Aamin puji dan syukur kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat, hidayah dan karunia-Nya kepada penulis, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul “**ANALISIS *ON-BOTTOM STABILITY OFFSHORE PIPELINE* : STUDI KASUS Kb-Kcom *PLATFORM* PT. PERTAMINA HULU ENERGI OFFSHORE NORTH WEST JAVA**” dengan baik.

Tugas Akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan studi kesarjanaan (S-1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan (FTK), Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Tujuan pengerjaan Tugas Akhir ini yaitu untuk mengetahui besarnya gaya-gaya luar yang bekerja pada pipa dan pengaruhnya terhadap nilai stabilitas pipa.

Dalam pembuatan Tugas Akhir ini, penulis telah berusaha untuk melakukan yang terbaik. Namun, penulis menyadari bahwa pada laporan ini masih terdapat kekurangan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun untuk laporan ini kedepannya. Semoga hasil ini dapat berguna bagi penulis sendiri dan untuk pembaca pada umumnya.

Wassalamualaikum Wr. Wb.

Surabaya, Agustus 2014

Wiraksini Naditya

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	iv
KATA PENGANTAR	vi
UCAPAN TERIMA KASIH	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR NOTASI	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Manfaat	3
1.5 Batasan Masalah	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	5
2.1 Tinjauan Pustaka	5
2.2 Dasar Teori	6
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	23
3.1 Metode Penelitian <i>Wall Thickness</i>	33
3.2 Metode Penelitian <i>On-Bottom Stability</i>	36
BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN	41
4.1. Pengumpulan Data	41
4.2 Analisis Ketebalan Pipa	44
4.3 Analisis Stabilitas Pipa	46
4.4 Hasil Pemodelan Pipa dengan ANSYS CFD	48
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	47
5.1 Kesimpulan	51
5.2 Saran	51
DAFTAR PUSTAKA	53

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Parameter Kekasaran <i>Seabed</i> (DNV RP F109 2010).....	24
Tabel 2.2 Hubungan Angka Reynold dengan Beberapa Koefisien (Mouselli, 1981)	25
Tabel 2.3 Penentuan Faktor Kalibrasi Gesek Tanah	28
Tabel 2.4 <i>Safety factor</i> untuk kondisi <i>storm</i> di daerah North Sea.....	31
Tabel 2.5 <i>Safety factor</i> untuk kondisi <i>storm</i> di daerah Gulf of Mexico	31
Tabel 4.1 Data Pipa	42
Tabel 4.2 <i>Data Ekternal Corrosion</i>	42
Tabel 4.3 <i>Data Concreate Coating</i>	43
Tabel 4.4 Data Arus	43
Tabel 4.5 Data Gelombang.....	44
Tabel 4.6 Data Tanah	44
Tabel 4.7 Hasil Analisis Ketebalan Dinding Pipa.....	45
Tabel 4.8 Hasil analisis vertikal pada saat operasi.....	46
Tabel 4.9 Hasil analisis lateral pada saat operasi	47
Tabel 4.10 Hasil analisis gaya hidrodinamika	47
Tabel 4.11 Hasil Analisis jenis tanah dengan F_R	48

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Rute Pipeline di Area KILO	2
Gambar 2.1	Flowchart Design Engineering Pipa Bawah Laut	7
Gambar 2.2	<i>Local Buckling</i> pada penampang pipa	12
Gambar 2.3	Model Lapisan Proteksi Pipa	14
Gambar 2.4	Diagram gaya yang bekerja pada pipa di dasar laut (Soegiono, 2007) ..	16
Gambar 2.5	Fenomena <i>vortex</i> dan <i>flow</i> (Mouselli, 1981)	16
Gambar 2.6	Gaya gesek yang terjadi pada pipa bawah laut (Sumer, 1997)	18
Gambar 2.7	Sketsa terjadinya gaya angkat pada pipa (Mouselli, 1981)	19
Gambar 2.8	Grafik <i>Region of Validity of Wave Theories</i> (Mouselli, 1981	20
Gambar 2.9	Kecepatan Efektif pada Pipa (Braestrup, 2005)	23
Gambar 2.10	Potongan Pipa Melintang (Summer, 1997)	25
Gambar 2.11	Faktor kalibrasi F_w sebagai fungsi K dan M	28
Gambar 2.12	Sketsa Gaya (Bai, 2001)	31
Gambar 3.1	Diagram Alir Perhitungan <i>Wall thickness</i>	32
Gambar 3.2	Diagram Alir Pengerjaan <i>On-Bottom Stability</i>	36
Gambar 3.3	Diagram Alir Pengerjaan <i>On-Bottom Stability</i> (terusan)	37
Gambar 4.1	Letak Jalur Pipa Kb-Kcom di Laut Jawa	41
Gambar 4.2	Software ANSYS CFD Pada Saat Input Data	48
Gambar 4.3	Kontur Tekanan Pada Pipa Bawah Laut Pada ANSYS CFD	49

DAFTAR NOTASI

C_D	: coefficient drag
C_L	: coefficient lift
C_M	: coefficient inersia
d	: kedalaman perairan, (ft)
D	: diameter luar pipa termasuk concrete coating, m
D_o	: diameter luar pipa baja, m
D_i	: diameter dalam pipa baja, m
du/dt	: percepatan aliran, m/s^2
F	: total gaya yang bekerja pada pipa
F_D	: gaya drag per unit length
F_I	: gaya inersia per unit length
F_L	: gaya angkat per unit length
F_r	: gaya gesek
g	: percepatan gravitasi, (32.185 ft/s^2)
H	: tinggi gelombang, tebal lapisan tanah, dan kedalaman lapisan tanah dan tinggi pondasi
I	: momen inersia
k	: angka gelombang, $k = \frac{2\pi}{L}$
L	: panjang gelombang dengan perkiraan kedalaman perairan
M	: momen
N	: gaya normal (total gaya arah vertikal struktur)
ρ	: densitas fluida, kg/m^3
Re	: Reynolds number
s	: koordinat gelombang di atas sea bed, $s = d + y$ (ft)
SF_v	: stabilitas vertikal

SF_1	: stabilitas lateral
T	: periode gelombang, (s)
t	: waktu
t_c	: tebal selimut beton, m
t_{corr}	: tebal lapisan anti karat, m
t_{st}	: tebal pipa baja, m
U	: kecepatan partikel (m/s) , presentase konsolidasi
U_D	: kecepatan partikel air (m/s)
U_e	: kecepatan efektif partikel air pada ketinggian y
U_o	: kecepatan partikel air pada titik referensi y_o
U_r	: kecepatan arus, m/detik
μ	: angka Poisson, coefisien friction
ν	: viskositas kinematis air (m^2/s).
W	: berat pipa , beban vertikal
W_{corr}	: Berat lapisan anti karat di udara, N/m
W_{st}	: berat baja di udara, N/m
W_{sub}	: submerged pipe weight per unit length
y	: koordinat gelombang di atas SWL, $y = \frac{H}{2}$ (ft)
z	: ketebalan layer
Z_o	: parameter kekasaran seabed
Z_r	: ketinggian di atas seabed
θ	: sudut fase
θ_{curr}	: sudut datang arus
ω	: frekuensi gelombang, <i>rad/detik</i>

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A PERHITUNGAN KETEBALAN PIPA.....	A1
LAMPIRAN B PERHITUNGAN GELOMBANG	B1
LAMPIRAN C STABILITAS VERTIKAL	C1
LAMPIRAN D STABILITAS LATERAL.....	D1
LAMPIRAN E BIODATA PENULIS	E1

BAB I

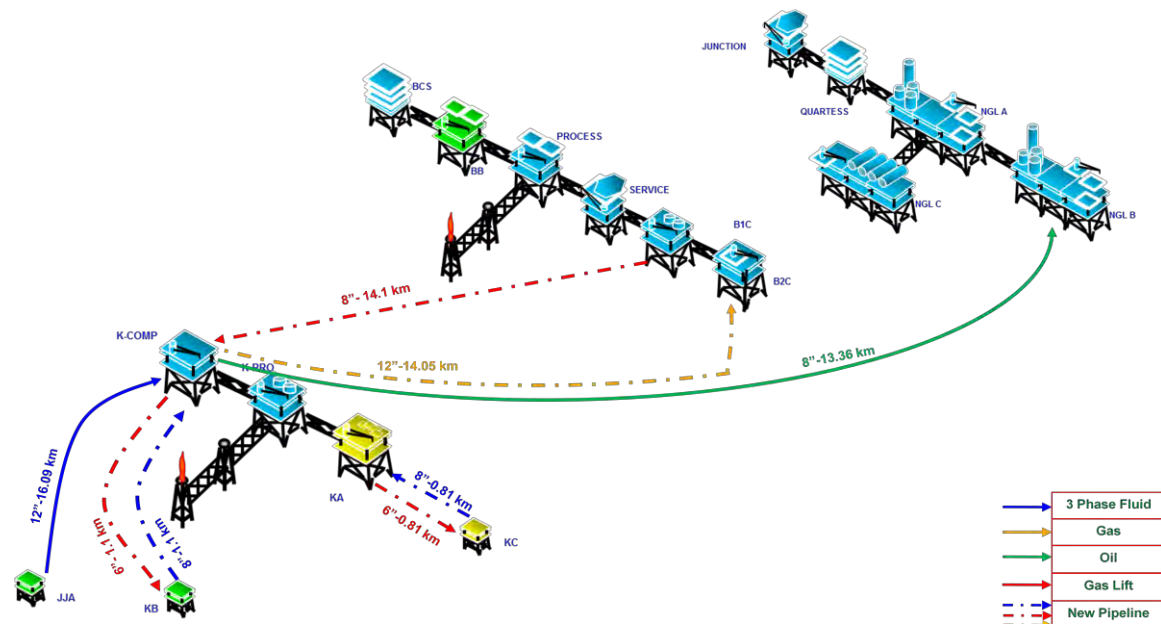
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Perancangan awal (*Front End Engineering Design*) aspek mekanikal untuk sistem perpipaan *offshore* dilakukan agar tidak terjadi kegagalan pada saat kondisi pemasangan (instalasi), kondisi operasi, dan kondisi hidrotas. Kegagalan-kegagalan yang dapat terjadi antara lain tegangan akibat tekanan internal dan eksternal yang melebihi batas tegangan yang diijinkan, perpindahan pipa akibat ekspansi termal yang terlalu besar, kegagalan akibat *buckling*, terjadi korosi yang menyebabkan pipa bocor, kegagalan akibat beban dinamik, dan lain-lain (Munari, 2007). Kegagalan tersebut dapat menyebabkan distribusi gas terhambat atau bahkan berhenti sehingga tidak dapat melakukan proses selanjutnya. Kegagalan-kegagalan tersebut dapat dihindari, caranya adalah dengan melakukan analisis dan perhitungan-perhitungan yang matang pada tahap perancangan sistem perpipaan *offshore* terhadap berbagai aspek sesuai *code* dan standard yang mengatur perancangan awal sistem perpipaan *offshore* tersebut. Dalam *code* ini ditetapkan persyaratan-persyaratan yang dianggap perlu untuk mendapatkan hasil rancangan dan konstruksi sistem perpipaan yang aman. Oleh karena itu, setiap tahap perancangan, misalnya pemilihan komponen, penentuan dimensi, perhitungan beban dan tegangan, dan lain-lain harus selalu mengacu pada aturan-aturan yang ditetapkan oleh *code* tersebut.

Konstruksi pipa bawah laut merupakan sebuah konstruksi yang mahal pula karena itu diupayakan penghemat melalui penggunaan teknologi yang terkemuka terutama dalam hal *metallurgi, welding, coatings, corrosion protection* dan metode pemasangan agar konstruksi tersebut dapat diinstal dan beroperasi dengan tujuannya. Dalam penggunaan pipa bawah laut harus dijaga agar tekanan pada titik masuk (*inlet*) pipa lebih besar dibandingkan tekanan di titik keluarnya (*outlet*) agar fluida dapat mengalir sepanjang pipa selain itu terdapat masalah-masalah yang harus diatasi seperti penentuan ketebalan dinding pipa berdasarkan *internal pressure containment, external hydrostatic pressure collapse, buckle propagation criteria, perhitungan On Bottom stability* agar pipa dapat stabil di dasar laut. Pada tugas sarjana ini akan dilakukan perancangan awal sistem perpipaan *offshore* baru untuk mengalirkan gas dari Platform KB menuju Platform KCOM pada KILO FIELD PROJECT milik PT PERTAMINA PHE-ONWJ. Perancangan awal tersebut akan

mengacu pada *code* yang mengatur sistem perpipaan untuk penyaluran gas, yaitu Selain itu, perancangan ini menggunakan *code* DnV dan API yang cocok untuk sistem perpipaan *offshore*, dan standard serta spesifikasi yang lain.



Gambar 1.1 Rute Pipeline di Area KILO (Pertamina,2014)

1.2 Perumusan Masalah

1. Bagaimana penentuan *wall thickness* pada sistem perpipaan *offshore* untuk transmisi gas yang mengacu pada kriteria *code* dan standar?
2. Berapa gaya-gaya luar yang bekerja pada pipa dan pengaruhnya terhadap stabilitas?
3. Bagaimana pemodelan aliran disekitar pipa dengan menggunakan *software*?

1.3 Tujuan

1. Untuk menghitung perhitungan *wall thickness* pada sistem perpipaan *offshore* untuk transmisi gas yang mengacu pada kriteria *code* dan standar.
2. Untuk menghitung gaya-gaya luar yang bekerja pada pipa dan pengaruhnya terhadap stabilitas pipa.
3. Untuk memodelkan aliran disekitar pipa dengan menggunakan *software*.

1.4 Manfaat

Dari hasil tugas akhir ini diharapkan dapat mendapatkan perhitungan dan analisis tentang perancangan awal offshore pipeline meliputi ketebalan dinding pipa, on-bottom stability yang sesuai dengan code dan standard yang berlaku sehingga dapat dijadikan acuan serta diaplikasikan secara praktis di lapangan.

1.5. Batasan Masalah

1. Studi Tugas Akhir ini dilakukan di perusahaan Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java, Lapangan KILO yaitu studi perencanaan pipa gas lepas pantai yang akan menghubungkan platform KB dengan platform Kcom.
2. Parameter desain yang dipertimbangkan hanya perhitungan *wall thickness* dan analisa *On Bottom Stability (vertical dan horizontal stability)*.
3. Tidak dilakukan *stress* analisis, *buckling* analisis, *expansion* analisis, *free span* analisis dan *lying* analisis.
4. *Code* yang digunakan untuk *analisis On Bottom Stability* adalah DnV RP F109.
5. Beban eksternal yang akan diperhitungkan merupakan beban struktur dan beban lingkungan (gelombang dan arus)
6. Analisis yang digunakan dengan metode analisis statis.
7. Permukaan seabed dianggap rata dan berjenis tanah *soft clay*.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Pustaka

Jaringan pipa bawah laut semakin lama dapat menggeser peran kapal *LNG transporter* yang selama ini telah digunakan. Jaringan pipa bawah laut dianggap lebih praktis karena mempunyai biaya operasional dan perawatan yang rendah ditambah dengan usia operasional yang lebih panjang, namun mempunyai kekurangan yaitu biaya pembangunan awalnya yang sangat besar. Hingga saat ini, terdapat ribuan mil jaringan pipa bawah laut yang telah dibangun di berbagai daerah atau negara antara lain, Teluk Meksiko – AS, Laut Mediterranean, Laut Utara, dan di berbagai pelosok benua Eropa, Amerika, Afrika, Asia maupun Australia. Penyempurnaan teknik dan desain konstruksi jaringan pipa bawah laut dewasa ini semakin diperlukan, mengingat semakin meningkatnya kebutuhan akan instalasi jaringan pipa di laut yang lebih dalam. Hal ini diperlukan karena terjadi perubahan pada profil jaringan pipa yang dibutuhkan untuk setiap perubahan kedalaman perairan. Desain dan konstruksi yang dilakukan pada suatu jaringan pipa, harus dapat menjamin terjaganya keutuhan jaringan pipa selama masa instalasi dan masa operasi.

Suatu sistem perpipaan merupakan suatu struktur yang kompleks dan berperan penting dalam proses industri minyak dan gas. Proses pendistribuan fluida didalam pipa merupakan hal yang penting dalam mendesain pipa. Oleh karena itu pola aliran dan *pressure* harus diperhatikan agar debit yang diharapkan dapat tercapai. Salah satu masalah lain penting dalam pipa adalah penentuan ketebalan yang dibutuhkan agar pipa terhindar dari kegagalan dan kestabilan pipa akibat pengaruh gaya-gaya hidrodinamika yang bekerja pada pipa.

Dengan metode DNV RP E305, Raha (2008) dan Sianturi (2008) telah menghitung stabilitas pipa bawah laut dengan variasi tebal concrete coating, sehingga didapat hasil desain stabilitas pipa bawah laut yang dapat memenuhi faktor keamanan vertikal maupun lateral.

2.2 Dasar Teori

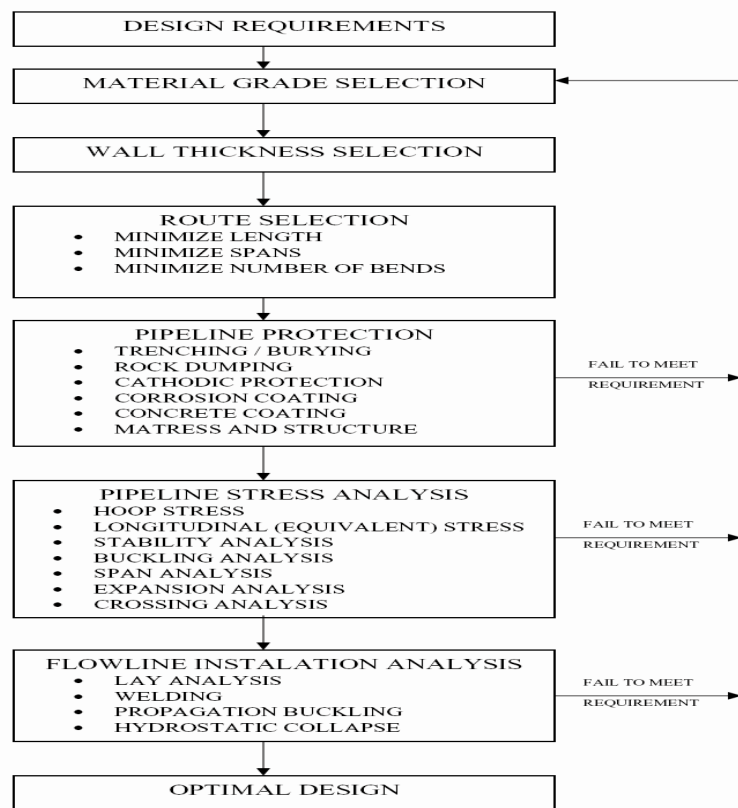
2.2.1 Pengertian *Offshore Pipeline*

Penggunaan pipa bawah laut (subsea pipeline) dalam industri minyak dan gas bumi lepas pantai merupakan salah satu alternatif moda transportasi untuk memindahkan produk penambangan tersebut dari satu tempat ke tempat lainnya, mencakup misalnya dari sumur minyak atau gas ke tempat pengumpul, dari tempat pengumpul ke terminal, dari terminal ke fasilitas proses dan sebagainya. Instalasi pipa bawah laut sebagai sarana transportasi demikian itu, selain dari aspek ekonomis yang lebih murah daripada jenis moda transportasi yang lainnya, harus dirancang dan dipasang demikian rupa hingga dapat menjamin proses transportasi yang aman, efisien dan handal.

Istilah pipeline diartikan sebagai bentangan pipa fluida dengan jarak yang sangat panjang. Komoditas yang sering ditransportasikan adalah air, gas alam, minyak mentah, dan produksi hasil pengolahan minyak bumi lainnya (Liu, 2003). Pipeline digunakan dalam berbagai macam tujuan salah satu diantaranya adalah sebagai trunk line yakni mengangkut minyak dan/atau gas dari fasilitas produksi menuju daratan (Mousselli, 1981). Dalam proses desain pipa bawah laut, masalah penting yang harus diperhatikan adalah kestabilan pipa pada saat berada di dasar laut selama masa operasi.

2.2.2 Aspek Penting Perancangan Pipeline

Desain *engineering* pipa adalah proses yang harus dijalankan secara sistematis. Mendesain sebuah proses harus dimulai tahap demi tahap mengikuti dasar teori yang sesuai, standar-standar dan kode internasional. Proses desain ini memiliki parameter dan input yang cukup kompleks. Gambar flowchart di bawah (gambar 2-1) akan menggambarkan urutan dari proses desain pipa secara detail



Gambar 2.1 Flowchart Design Engineering
Pipa Bawah Laut (Bai, 2001)

Banyak aspek yang harus diperhatikan dalam perancangan pipeline khususnya *offshore pipeline* agar didapatkan suatu rancangan yang optimal baik dari segi teknik maupun ekonomis. Aspek-aspek tersebut adalah :

- a. Tebal dinding (*wall thickness*)
- b. Pemiliha material (*material section*)
- c. Peninjauan rute (*route survey*)
- d. Pemilihan rute (*route selection*)
- e. Data lingkungan (*enviromental data*)
- f. Perlindungan katodik (*cathodic protection*) terhadap korosi
- g. Kestabilan pada permukaan bawah laut (*on-bottom stability*)
- h. Analisis tekuk (*buckling analisys*)
- i. Analisis lelah (*fatigue analisys*)
- j. Ekspansi termal (*thermal expansion*)
- k. Analisis terhadap pipa yang tidak tertumpu (*span analysis*)

2.2.3 Perhitungan Ketebalan Pipa

Perhitungan ketebalan dinding pipa adalah salah satu pekerjaan yang penting dan mendasar dalam desain pipa bawah laut. Penentuan tebal dinding pipa didasarkan pada kriteria desain yang disebabkan adanya tekanan internal dan tekanan eksternal hidrostatik yang bekerja pada pipa. Dalam DNV RP F109 Submarine Pipeline Systems, Oktober 2010, diterangkan bahwa tebal pipa harus memenuhi kriteria *pressure containment*, *buckling*, *system collapse*, dan *combined loading*. Penentuan ketebalan pipa didasarkan pada kekuatan pipa tersebut dalam menahan tekanan internal akibat tekanan desain serta tekanan dari fluida yang mengalir dalam pipa. Analisis ketebalan pipa menggunakan standar API RP 1111 dan ASME 31.8. Pada perhitungan *wall thickness* ini langkah yang harus dilakukan adalah :

1. Menghitung *Pressure Containment*
2. Menghitung Hidrostatik *Collapse*
3. Menghitung *Propagating Buckling*
4. Menghitung *Buckling* karena tekanan eksternal
5. Menghitung Minimum *Wall thickness required*

Kecocokan dalam memilih ketebalan pipa dan grade material diukur dan dihitung dengan persamaan-persamaan yang akan dijelaskan pada sub bab selanjutnya

2.2.4 Syarat Tekanan Internal

Pada tahap awal dalam proses desain, ditetapkan beberapa parameter dari pipa yang didasarkan pada kebutuhan dasar pembuatan pipa dan pemasangan saluran pipa. Parameter tersebut antara lain diameter pipa dan ketebalan pipa. Diameter pipa yang ditentukan harus mampu memenuhi kapasitas fluida yang akan dialirkan. Selain itu, penentuan diameter pipa ini juga didasarkan pada ketersediaan pipa dipasaran. Ketebalan dari dinding pipa dihitung agar nantinya pipa dapat menahan segala jenis beban, gaya, serta tekanan yang bekerja pada pipa. Hal ini bertujuan agar tekanan internal yang terjadi tidak melampaui tekanan izin (*allowable stress*). Tekanan internal terjadi akibat tekanan fluida yang mengalir dibagian pipa, tekanan ini bekerja dalam arah tangensial terhadap dinding dari pipa. Persamaan untuk menentukan ketebalan pipa berdasarkan tekanan internal/ *pressure containment* menurut ASME B31.8 adalah sebagai berikut:

$$t_{cont} = \frac{(P_i - P_e).D}{2.SMYS.f.d.ft} \quad 2.1$$

dengan,

t_{cont} = Required wall thickness for pressure containment (mm)

P_e = Pressure eksternal (MPa)

P_i = Pressure internal (Mpa)

D = Diameter luar pipa (in)

f_d = *Design factor* (Tabel A842.22 ASME B31.8)

f_t = *Temperature derating factor* (Tabel 841.116A ASME B31.8)

Perhitungan ketebalan pipa untuk kriteria pertama (*pressure containment*) dilakukan untuk kondisi operasi dengan menambahkan *corrosion allowance*.

2.2.5 Syarat Tekanan Eksternal

Dalam kondisi ini faktor yang menentukan adalah kondisi buckling (baik lokal *buckling*, *propagating buckling* dan *collapse buckling*). Perhitungan ketebalan pipa untuk kriteria buckling dilakukan untuk kondisi instalasi. Hal ini dilakukan karena instalasi merupakan tahapan paling kritis untuk terjadinya buckling.

2.2.5.1 Collapse karena Tekanan Eksternal

Pada struktur lepas pantai, semakin dalam perairan lokal pipeline tersebut diinstal semakin besar tekanan eksternal yang bekerja pada pipa. Pada kedalaman tertentu, tekanan eksternal yang bekerja melebihi tekanan internal pada pipa. Dalam keadaan ini selisih antara tekanan eksternal dan internal yang bekerja pada pipa dapat mengakibatkan *collapse* pada dinding pipa. Oleh karena itu, apabila pipeline yang diinstal memasuki daerah perairan dalam, kemungkinan terjadi collapse harus dipertimbangkan dalam desain pipeline tersebut. Sesuai API 1111 persamaan *collapse pressure* dapat ditulis sebagai berikut:

$$(P_o - P_i) \leq f_o P_c \quad 2.2$$

Persamaan berikut digunakan untuk memperkirakan *collapse*:

$$P_c = \frac{P_y \cdot P_x}{(P_y^2 + P_x^2)^{0.5}} \quad 2.3$$

$$P_y = 2 \cdot S \cdot \left(\frac{t_n}{D} \right) \quad 2.4$$

$$P_x = 2 \cdot E \cdot \frac{\left(\frac{t_n}{D} \right)^3}{(1 - \nu^2)} \quad 2.5$$

dengan,

f_0 = Collapse factor (0.70 for ERW pipe and 0.60 for DSAW pipe)

P_c = Collapse pressure of the pipe (psi)

P_y = Yield pressure at collapse (psi)

P_x = Elastic collapse pressure (psi)

t_n = Nominal wall thickness of pipe (inch)

E = Modulus elasticity (psi)

ν = Poisson's ratio

2.2.5.2 Buckling akibat Kombinasi Bending dan Tekanan Eksternal

Sesuai API 1111, Kombinasi beban tekanan luar dan bending strain harus mengikuti:

$$\frac{\varepsilon}{\varepsilon_b} + \frac{(P_o - P_i)}{f_c \cdot P_c} = g(\delta) \quad 2.6$$

$$\varepsilon_b(t) = \frac{t}{2 \cdot OD} \quad 2.7$$

$$g(\delta) = (1 + 20 \cdot \delta)^{-1} \quad 2.8$$

$$\varepsilon_{inst} = \varepsilon_1 \cdot f_1 \quad 2.9$$

$$\varepsilon_{inp} = \varepsilon_2 \cdot f_2 \quad 2.10$$

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_{inst}, \varepsilon_{inp}) \quad 2.11$$

dengan,

ε = bending strain in the pipe

ε_b = buckling strain under pure bending

P_o = external Pressure (psi)

P_i = internal Pressure (psi)

$g(\delta)$ = collapse reduction factor

f_1 = Bending Safety Factor for Installation Bending plus External Pressure
(API RP 1111 Sect 4.3.2.2)

f_2 = Bending Safety Factor for In-Place Bending plus External Pressure
(API RP 1111 Sect 4.3.2.2)

f_c = Collapse factor (API RP 1111 Sect 4.3.2.2)

ε_1 = Maximum Installation Bending Strain (API RP 1111 Appendix D, Sect D.4)

ε_2 = Maximum In-Place Bending Strain (API RP 1111 Appendix D, Sect D.4)

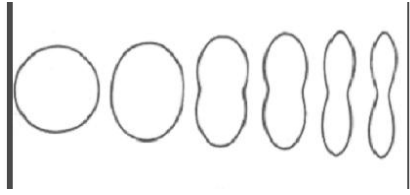
ε_{inst} = Max Estimated Installation Bending Strain

ε_{inp} = Max Estimated In-place Bending Strain

t_{buck} = Guess Value (1 mm)

2.2.5.3 Propagation Buckling

Pipa juga harus didesain agar kuat menahan buckling yang dapat terjadi pada pipa. Buckling dapat dibagi menjadi 2, yaitu lokal buckling dan global buckling. Local buckling pada pipa dapat didefinisikan sebagai perubahan bentuk pipa menjadi oval akibat gaya-gaya yang dialami pipa. Deskripsi tentang Local buckling dapat dilihat pada Gambar 2.3



Gambar 2.3 *Local Buckling* pada penampang pipa

Merupakan deformasi bentuk pada penampang melintang pipa yang kemudian berubah menjadi buckle yang nilainya lebih besar dari tekanan yang diperlukan untuk mencegah terjadinya perambatan buckle tersebut (tekanan propagasi buckle). Apabila kondisi ini terjadi, tekanan instalasi buckle pada pipeline lepas pantai akan menimbulkan perambatan buckle dan menyebabkan collapse pada pipa sampai tekanan eksternal bernilai sama atau kurang dari tekanan propagasi. Hal ini berlaku untuk pipeline yang mempunyai properti pipa yang seragam sepanjang pipeline. Persamaan tekanan propagasi buckle dapat dihitung sebagai berikut :

$$P_{bp} = 24 \cdot S \cdot f_t \cdot \left(\frac{t_{buck}}{OD} \right)^{2.4} \quad 2.12$$

$$t_{prop} = \left(\frac{P_{bp}}{24 \cdot f_p \cdot ft} \right)^{-2.4} \cdot OD \quad 2.13$$

dengan,

f_p = propagating buckle design factor = 0.8

P_{bp} = buckle propagation pressure
(psi)

t_{buck} = required wall thickness buckling due to combined bending

ft = Temperature Derating Factor (Table 402.3.1 ASME B 31.4)

2.2..6 Minimum Wall thickness Required

Setelah semua nilai di atas didapatkan, maka rumus menentukan wall thickness tadi dapat digunakan, dengan persamaan :

$$t_{\text{req-opr}} = t_{\text{req}} + t_{\text{mill}} + t_{\text{corr}} + t_{\text{const}} \quad 2.14$$

dengan,

$$t_{\text{req-opr}} = \text{Minimum wall thickness required} \quad (\text{mm})$$

$$t_{\text{req}} = \text{Minimum wall thickness untuk kondisi operasi} \quad (\text{mm})$$

$$t_{\text{mill}} = \text{Mill tolerance (API 5L Table J.4)}$$

$$t_{\text{const}} = \text{Construction Allowance (API STD 1104)}$$

Setelah mendapatkan nilai t , maka nilai C (corrosion allowance) bisa ditambahkan ke dalamnya apabila material terpilih anda tadi adalah material yang dapat berkarat. Setelah nilai t tersebut didapatkan maka perlu pula dimasukkan nilai toleransi kekeliruan dalam proses manufaktur pipa, Setelah itu, anda dapat mencocokkan nilai t tersebut pada Tabel Plain End Line Pipe Dimension (seamless & welded pipe) menurut API 5L, sesuaikan dengan standar. Misalnya telah ditentukan tadi bahwa pipa anda adalah 12 inch, dengan t berdasarkan perhitungan adalah 7.36mm. Pada tabel terdapat nilai *wall thickness* pabrikan adalah 6.35mm (schedule 20), 8.38mm (schedule 30) dsb. Maka anda harus memilih Schedule 30, karena tidak boleh kurang dari 7.36mm yang sesuai perhitungan.

2.3 Proteksi Pipa

Proteksi terhadap pipa harus terintegrasi dengan desain pipa sebagai sebuah sistem yang lengkap, karena desain proteksi ini dapat memberikan pengaruh yang cukup signifikan terhadap desain pipa secara keseluruhan. Dasar pertimbangan dari desain proteksi ini adalah pipa harus aman dari bahaya eksternal, yaitu :

1. Korosi eksternal
2. Jaring ikan atau nelayan
3. Benda jatuh

4. Perbedaan level profil bawah laut
5. Settlement yang berlebihan
6. Pergeseran lumpur
7. Gempa bumi dan ketidakstabilan tanah.

Adapun jenis proteksi pipa diantaranya :

1. Proteksi Korosi
 - a. Selimut perlindungan korosi
 - b. Proteksi katodik
 - c. Selimut field joint
2. Selimut Dalam
3. Selimut Beton
4. Uji coba hidrostatik



Gambar 2.3 Model Lapisan Proteksi Pipa

(Sumber: www.indopipe.co.id)

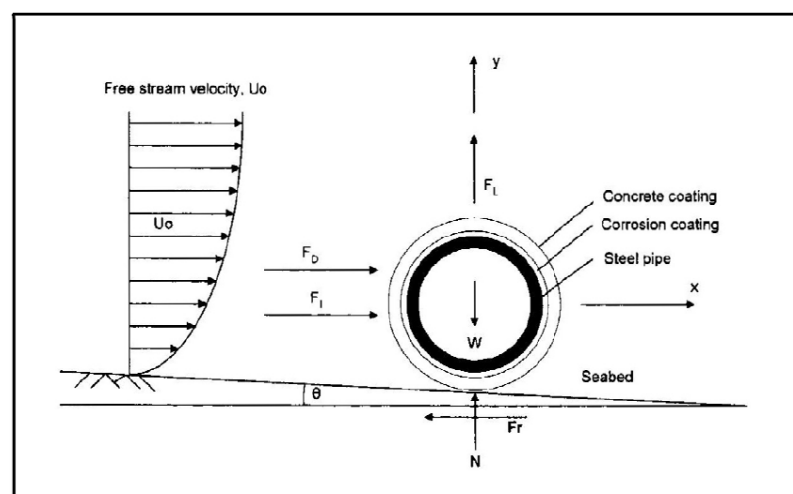
2.4 On Bottom Stability

Pipeline yang terbentang di dasar laut akan menanggung beban atau tekanan fluida, baik yang berasal dari gelombang maupun arus. Stabilitas dasar laut menjadi salah satu persyaratan yang perlu dipenuhi dalam desain *pipeline*. Dasar laut yang akan menjadi lintasan pipa harus dapat menahan berat pipeline dalam segala kondisi lingkungan yang mungkin terjadi. Biasanya berat pipeline adalah berat beton yang melapisi pipeline (*coating*). Untuk kasus-kasus tertentu pipeline juga perlu didesain agar dapat bergerak dalam arah lateral sehingga akan mempengaruhi kebutuhan stabilitas dasar laut. Dalam *pipeline engineering*, analisis tentang stabilitas dasar laut dikenal sebagai *on bottom stability analysis*.

Berdasarkan DNV RP F109 2010 On-bottom Stability Design of Submarine Pipeline, terdapat tiga jenis analisis yang digunakan dalam menganalisis kestabilan lateral pipa bawah laut, yaitu analisis kestabilan lateral dinamik, analisis kestabilan lateral umum dan analisis kestabilan statik lateral mutlak. Pada Tugas Akhir, metode analisis yang digunakan adalah analisis kestabilan statik mutlak. Analisis kestabilan static mutlak didasarkan pada keseimbangan statik dari gaya-gaya yang bekerja pada pipa dan telah dikalibrasikan dengan analisis kestabilan sederhana. Analisis kestabilan statik sederhana dapat digunakan pada hampir semua perhitungan kestabilan, yang berat pipa dalam air menjadi perhatian utamanya. Analisis ini menggunakan model yang disederhanakan, sehingga sebagai konsekuensinya, pada saat melakukan perhitungan, dianjurkan untuk tidak melakukan modifikasi apapun, tanpa pertimbangan terhadap semua faktor secara menyeluruh seperti melakukan pengecekan kembali hasil perhitungan dengan menggunakan.

Kestabilan dasar laut dapat dianalisis berdasarkan prinsip keseimbangan gaya atau metode elemen hingga. Beban yang bekerja pada pipeline akibat gaya gelombang dan arus biasanya berupa gaya geser (*drag force*), gaya angkat (*lift force*), dan gaya inersia (*inertia force*). Desain kestabilan dasar laut juga harus memperhitungkan tebal lapisan beton yang dibutuhkan pipeline.

Analisis kestabilan pipa di dasar laut yang dilakukan harus dapat memenuhi beberapa kondisi yang akan dialami oleh pipa. Kondisi-kondisi tersebut adalah kondisi pada saat instalasi, hidrotek, serta kondisi operasi. Kestabilan pipa di dasar laut mencakup kestabilan arah vertikal serta horizontal. Berikut ditunjukkan ilustrasi pada gambar di bawah.



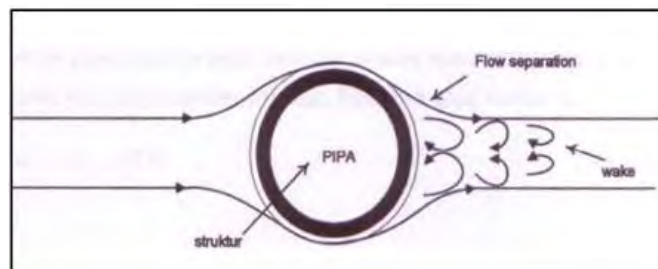
Gambar 2.4 Diagram gaya yang bekerja pada pipa di dasar laut (Soegiono,2007)

2.4.1 Gaya Hidrodinamika

Perhitungan gaya-gaya hidrodinamik yang bekerja pada suatu struktur pipa bawah laut belum dapat dihitung secara eksak. Oleh Karena itu, maka digunakan metoda penyederhanaan untuk mendekati perhitungan gaya hidrodinamik yang bekerja pada strukturpipa tersebut.

a) *Drag force*

Drag force terjadi karena adanya gesekan antara fluida dengan dinding pipa atau yang dikenal sebagai *skin friction* dan adanya *vortex* yang terjadi di belakang pipa (*form drag*), sketsa terjadinya *vortex* dan *flow separation* dapat dilihat pada **Gambar 2.5** di bawah ini.



Gambar 2.5 Fenomena *Vortex* dan *flow separation* (Mouselli ,1981)

Terjadi *drag force* sangat terpengaruh oleh kecepatan aliran, nilai dari *drag force* dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$F_D = 1/2 \cdot \rho \cdot C_D \cdot D \cdot U^2 \quad 2.15$$

dengan,

F_D = drag force, N/m

C_D = koefisien drag

ρ = massa jenis fluida, kg/m^3

D = diameter pipa, m

U = Kecepatan partikel air akibat gelombang, m/detik

b) Gaya Inersia

Gaya inersia menunjukkan adanya massa fluida yang dipindahkan oleh pipa, nilainya dipengaruhi oleh percepatan partikel air. Nilai dari gaya inersia dapat dirumuskan seperti berikut :

$$F_I = \rho \cdot C_M (\pi \cdot D^2 / 4) du/dt \quad 2.16$$

dengan,

F_I = gaya inersia persatuan panjang, N/m

C_M = koefisien hidrodinamik inersia

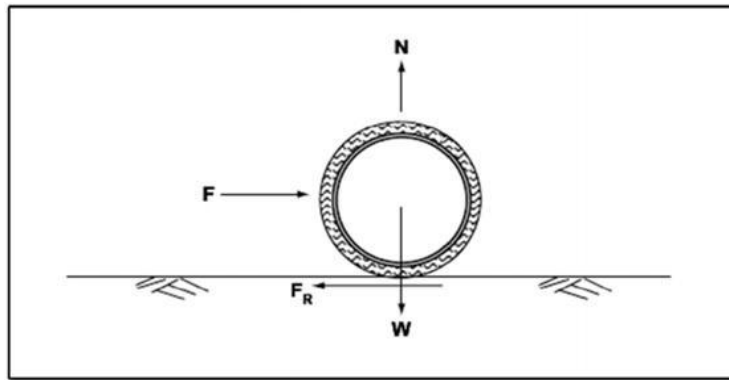
du/dt = percepatan partikel air arah horizontal, $m/detik^2$

ρ = massa jenis fluida, kg/m^3

c) Gaya Gesek

Benda yang terletak pada suatu permukaan apabila diberi gaya pada arah horizontal benda tersebut, maka pada benda tersebut akan timbul gaya reaksi pada bidang sentuh antara benda dengan permukaan dimana benda tersebut terletak. Gaya reaksi tersebut memiliki arah yang berlawanan dengan arah gaya yang diberikan benda tersebut. Gaya reaksi yang timbul itu umumnya disebut gaya gesek (*friction force*). Struktur pipa bawah laut juga mengalami gaya gesek akibat berat pipa itu sendiri dan gaya-gaya yang bekerja pada struktur pipa tersebut.

Pada struktur pipa bawah laut, gaya gesek berperan penting dalam menjaga stabilitas pipa di dasar laut. Gaya gesek ini besarnya dipengaruhi oleh suatu nilai koefisien (μ) antara permukaan luar pipa dengan permukaan dasar laut, sementara itu besarnya nilai koefisien gesek (μ) tersebut dipengaruhi oleh jenis material pipa dan jenis tanah didasar laut tersebut. Diagram gaya gesek yang terjadi pada pipa bawah laut akibat gaya gesek yang terjadi dapat dilihat pada **Gambar 2.6** berikut ini.



Gambar 2.6 Gaya gesek yang terjadi pada pipa bawah laut (Sumer,1997)

dengan,

F = Total gaya yang bekerja pada pipa

F_R = Gaya gesek yang terbentuk

W = Berat pipa

N = Gaya normal (total gaya arah vertikal struktur)

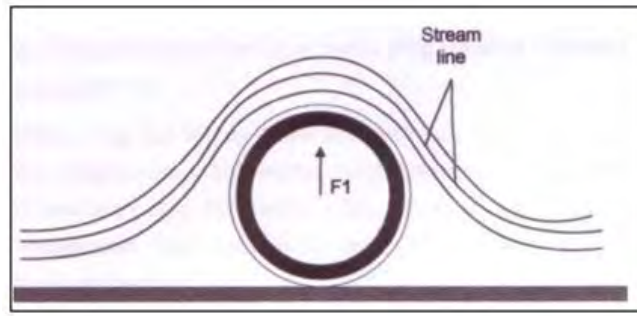
Besar gaya gesek dapat dihitung dengan menggunakan persamaan di bawah ini.

$$F_R = \mu \cdot N \quad 2.17$$

μ adalah koefisien gaya gesek antara permukaan luar pipa dengan permukaan dasar laut.

2.4.2 Gaya Vertikal

Gaya angkat adalah gaya hidrodinamik dalam arah vertikal, gaya ini terjadi apabila terdapat konsentrasi *streamline* pada pipa. Konsentrasi *streamline* terjadi di atas silinder pipa yang mengakibatkan gaya angkat ke atas. Jika terjadi celah sempit antara silinder dan *seabed*, konsentrasi *streamline* di bawah silinder pipa akan mengakibatkan gaya angkat negatif ke arah bawah. **Gambar 2.7** menunjukkan terjadinya gaya angkat pipa.



Gambar 2.7 Sketsa terjadinya gaya angkat pada pipa (Mouselli,1981)

Besarnya gaya angkat ini dapat dirumuskan sebagai berikut.

$$F_L = 1/2 \cdot \rho \cdot C_L \cdot D \cdot U^2 \quad 2.18$$

Dengan,

F_L = gaya angkat (lift force), N/m

C_L = koefisien gaya angkat

ρ = massa jenis fluida, kg/m^3

D = diameter pipa, m

U = kecepatan partikel air akibat gelombang, $m/detik$

2.4.3 Gaya Gelombang

Salah satu metoda pendekatan perhitungan gaya hidrodinamik adalah dengan metoda Morrison. Metoda Ini menghitung gaya gelombang yang terjadi pada suatu struktur akibat gelombang laut di permukaan. Metoda ini cocok untuk diterapkan pada struktur pipa bawah laut, hal ini dikarenakan perbandingan antara dimensi struktur terhadap panjang gelombang relatif kecil. Kriteria batas dapat digunakannya metoda Morrison adalah $D/L \leq 0.2$, Dimana D adalah diameter struktur dan L adalah panjang gelombang. Pada kasus ini, gelombang yang bergerak melewati struktur tersebut tidak akan terganggu, akan tetapi pengaruh gelombang tersebut terhadap struktur dapat mengakibatkan terjadinya *vortex* air (wake formation) yang terbentuk di belakang struktur dan menyebabkan timbulnya *flow separation*, sehingga terjadi 2 komponen gaya pada struktur, yaitu gaya inersia dan gaya seret.

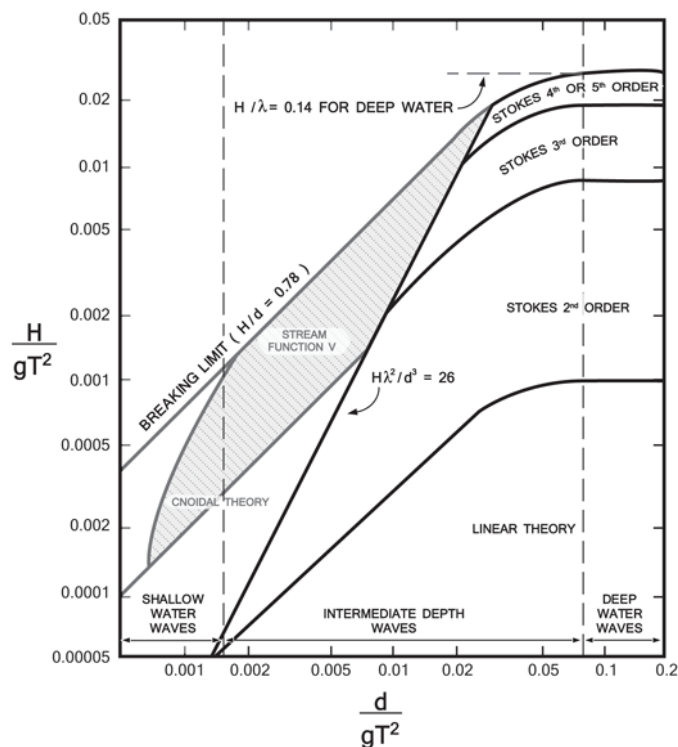
2.4.4 Penentuan Teori Gelombang

Dalam bukunya, Mousselli (1981) menyatakan bahwa teori gelombang yang akan digunakan dalam perancangan dapat ditentukan dengan menggunakan formulasi matematika dari teori gelombang linier sebagai berikut:

$$\left[\frac{H}{gT^2} \right] \text{ dan } \left[\frac{d}{gT^2} \right] \quad 2.19$$

Dengan mengetahui panjang gelombang pada perairan dalam, maka dapat dihitung panjang gelombang untuk perairan dengan kedalaman yang lain. Hasil dari formulasi matematika tersebut kemudian disesuaikan dengan grafik Daerah Aplikasi Teori Gelombang *Regions of Validity of Wave Theories*, seperti terlihat

pada **Gambar 2.8** sehingga dapat diketahui teori gelombang yang akan digunakan.



Gambar 2.8 Grafik *Region of Validity of Wave Theories* (Mousselli, 1981)

2.4.5 Teori Gelombang Stokes

Teori gelombang Stokes merupakan solusi untuk perairan yang membutuhkan tingkat akurasi lebih tinggi dari teori gelombang linier. Stokes memasukkan ekspresi deret kecepatan potensial dalam persamaan Laplace dan syarat batas dasar laut. Koefisien dari deret tersebut merupakan pertambahan parameter yang dikaitkan dengan amplitudo dan panjang gelombang.

a) Teori Gelombang Stokes Orde 2

Persamaan kecepatan dan percepatan partikel gelombang pada arah horisontal untuk teori gelombang Stokes Orde 2 dapat diketahui dari persamaan berikut (Chakrabarti, 1987):

- Kecepatan horisontal:

$$u = \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh ks}{\sinh kd} \cos \theta + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{L} \right) \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh 2ks}{\sinh^4 kd} \cos 2\theta \quad 2.20$$

- Percepatan horisontal:

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \frac{2\pi^2 H}{T} \frac{\cosh ks}{\sinh kd} \sin \theta + \frac{3\pi^2 H}{T^2} \left(\frac{\pi H}{L} \right) \frac{\cosh 2ks}{\sinh^4 kd} \sin 2\theta \quad 2.21$$

b) Teori Gelombang Stokes Orde 3

Persamaan kecepatan dan percepatan partikel gelombang pada arah horisontal untuk teori gelombang Stokes Orde 3 diberikan Hsu (1984), yaitu:

- Kecepatan horisontal:

$$u = C(F_1 \cosh kS \cos \theta + F_2 \cosh 2kS \cos 2\theta + F_3 \cosh 3kS \cos 3\theta) \quad 2.22$$

- Percepatan horisontal:

$$\frac{\partial u}{\partial t} = \frac{2\pi C}{T} (F_1 \cosh kS \sin \theta + F_2 \cosh 2kS \sin 2\theta + F_3 \cosh 3kS \sin 3\theta) \quad 2.23$$

Parameter gelombang:

$$C = \frac{L}{T} \quad 2.24$$

$$F_1 = \frac{ka}{\sinh kd} - (ka)^2 \frac{\cosh^2 kd(1 + 5 \cosh^2 kd)}{8 \sinh^5 kd} \quad 2.25$$

$$F_2 = \frac{3}{4}(ka)^2 \frac{1}{\sinh^4 kd} \quad 2.26$$

$$F_3 = \frac{3}{64}(ka)^3 \frac{11 - 2 \cosh 2kd}{\sinh^7 kd} \quad 2.27$$

Nilai s dan k pada persamaan teori gelombang Stokes orde 2 dan orde 3 diketahui dari persamaan berikut:

$$S = d + y \quad 2.28$$

$$k = \frac{2\pi}{L} \quad 2.29$$

dengan,

d : kedalaman laut, m

k : angka gelombang

H : tinggi gelombang pada kedalaman yang ditinjau, m

T : periode gelombang, *detik*

ω : frekuensi gelombang, *rad/detik*

C : cepat rambat gelombang, *m/detik*

h : kedalaman laut, m

s : jarak vertikal titik yang ditinjau dari dasar laut, m

y : jarak vertikal suatu titik yang ditinjau terhadap muka air diam, m

L : panjang gelombang pada kedalaman yang ditinjau, m

g : percepatan gravitasi, *m/detik²*

2.4.6 Perhitungan Kecepatan Arus

Rumus yang digunakan untuk menghitung kecepatan arus adalah, sebagai berikut:

$$U_D = U_r \cdot \left[\frac{\left(1 + \frac{z_0}{D}\right) \cdot \left(\ln\left(\frac{D}{z_0} + 1\right) - 1\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0} + 1\right)} \cdot \sin(\theta_{curr}) \right] \quad 2.30$$

dengan,

U = kecepatan partikel air (m/s)

D = diameter luar pipa (m)

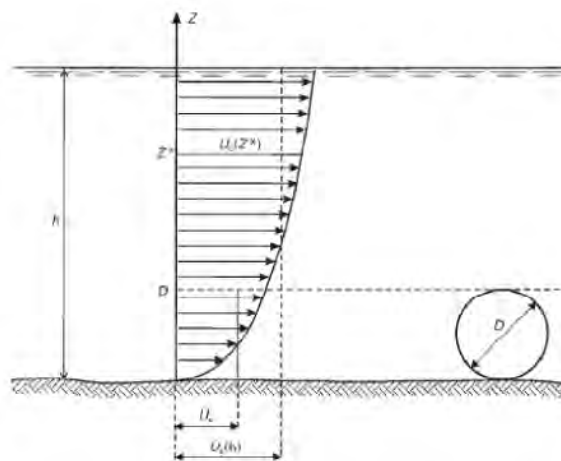
z_0 = parameter kekasaran *seabed*

z_r = ketinggian diatas *seabed* (m)

U_r = kecepatan arus (m/s)

θ = sudut datang arus

Ilustrasi mengenai beban arus yang bekerja pada pipa dapat dilihat pada **Gambar 2.9** dibawah ini :



Gambar 2.9 Kecepatan Efektif pada Pipa (Braestrup, 2005)

Untuk mendapatkan parameter kekasaran *seabed*, dapat ditentukan dengan menggunakan Tabel 2.1 berikut ini.

Tabel 2.1 Parameter kekasaran *seabed* (DNV RP F109, 2007)

<i>Seabed</i>	<i>Grain Size d_{50} (mm)</i>	<i>Roughness Z_o (m)</i>
Silt and clay	0.0625	$\approx 5 \times 10^{-6}$
Fine sand	0.25	$\approx 1 \times 10^{-5}$
Medium Sand	0.5	$\approx 4 \times 10^{-5}$
Coarse sand	1.0	$\approx 1 \times 10^{-4}$
Gravel	4.0	$\approx 3 \times 10^{-4}$
Pebble	25	$\approx 2 \times 10^{-3}$
Cobble	125	$\approx 1 \times 10^{-2}$
Boulder	500	$\approx 4 \times 10^{-2}$

2.4.7 Bilangan Reynold

Bilangan Reynold mengindikasikan bentuk aliran yang terbentuk dan berhubungan dengan tahanan suatu benda. Bilangan Reynold itu sendiri dirumuskan sebagai berikut :

$$Re = \frac{U \times D}{\nu k} \quad 2.31$$

dimana,

νk = viskositas kinematis fluida untuk air laut berkisar $1,2 \times 10^{-6}$ m/s

D = diameter luar pipa (m)

U = kecepatan efektif partikel (m/s)

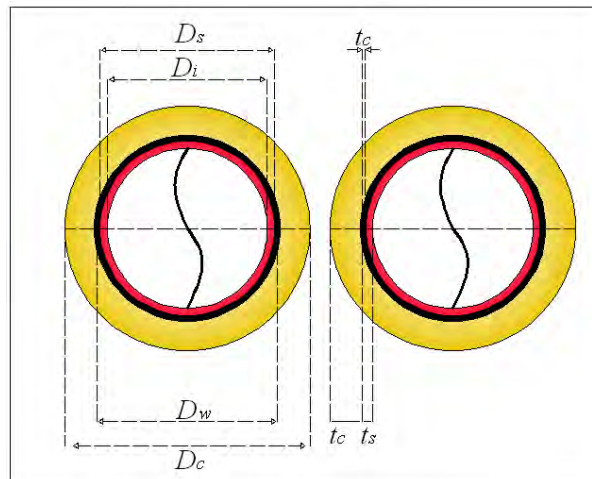
Desainer harus dapat menerapkan nilai koefisien hidrodinamis sesuai dengan keadaan sebenarnya di lapangan. Beberapa pihak mempunyai cara tersendiri dalam menentukan koefisien hidrodinamis. Salah satunya adalah koefisien hidrodinamis yang direkomendasikan oleh Mouselli (1981) untuk desain pipa :

Tabel 2.2. Hubungan angka Reynold dengan beberapa koefisien (Mouselli, 1981)

Re	C_D	C_L	C_M
$Re < 5.0 \times 10^4$	1.3	1.5	2.0
$5.0 \times 10^4 < Re < 1.0 \times 10^5$	1.2	1.0	2.0
$1.0 \times 10^5 < Re < 2.5 \times 10^5$	$1.53 - \frac{Re}{3 \times 10^5}$	$1.2 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$	2.0
$2.5 \times 10^5 < Re < 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	$2.5 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$
$5.0 \times 10^5 < Re$	0.7	0.7	1.5

2.4.8 Berat Terendam Pipa

Potongan melintang sebuah pipa ditunjukkan pada **Gambar 2.10** berikut ini.



Gambar 2.10 Potongan Pipa Melintang(Summer,1997)

Berikut ini langkah-langkah dalam perhitungan berat terendam pipa :

- Diameter luar pipa

$$D = D_s + 2 \cdot t_{corr} + 2 \cdot t_c \quad 2.32$$

- Berat baja di udara (W_{st})

$$W_{st} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_s \cdot (D_s^2 - D_i^2) \cdot g \quad 2.34$$

- Berat lapisan anti karat di udara (W_{corr})

$$W_{corr} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{corr} \cdot ((D_s + 2 \cdot t_{corr})^2 D_i^2) \cdot g \quad 2.35$$

- Berat selimut beton di udara (W_c)

$$W_c = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_c \cdot [(D_s + 2 \cdot t_{corr} + 2 \cdot t_c)^2 - (D_s + 2 \cdot t_{corr})^2] \cdot g \quad 2.36$$

- Berat pengisi pipa (W_{cont})

$$W_{cont} = D_i^2 \cdot \rho_{cont} \cdot g \quad 2.37$$

- Gaya apung (B)

$$B = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{sw} \cdot (D_s + 2 \cdot t_{corr} + 2 \cdot t_c)^2 \cdot g \quad 2.38$$

- Berat terendam pipa (W_s)

$$W_s = W_{st} + W_{corr} + W_c + W_{cont} - B \quad 2.39$$

- Berat terendam minimum pipa

$$W_{s_{req}} = \left[\frac{(F_D + F_I) + \mu \cdot F_L}{\mu} \right] \cdot F_w \quad 2.40$$

dengan,

D_s : Diameter luar pipa baja, m

D_i : Diameter dalam pipa baja, m

D_w : Diameter luar lapisan anti karat (*corrosin wrap*), m

D_c : Diameter luar selimut beton (*concrete coating*), m

T_s : Tebal pipa baja, in

T_{corr} : Tebal lapisan anti karat, *in*
 t_c : Tebal selimut beton, *in*
 W_{st} : Berat baja di udara, *N/m*
 W_{corr} : Berat lapisan anti karat di udara, *N/m*
 W_c : Berat selimut beton di udara, *N/m*
 B : Gaya apung, *N/m*
 W_s : Berat terendam pipa, *N/m*
 ρ_s : Densitas baja, *kg/m³*
 ρ_{corr} : Densitas lapisan anti karat, *kg/m³*
 ρ_c : Densitas selimut beton, *kg/m³*
 ρ_{sw} : Densitas air laut, *kg/m³*
 ρ_{cont} : Densitas pengisi pipa, *kg/m³*
 W_{s_r} : Berat Tenggelam minimum pipa, *N/m*
 F_w : Faktor kalibrasi
 μ : Faktor gesek tanah
 F_L : Gaya *lift*, *N/m*
 F_D : Gaya *drag*, *N/m*
 F_I : Gaya *Inersia*, *N/m*

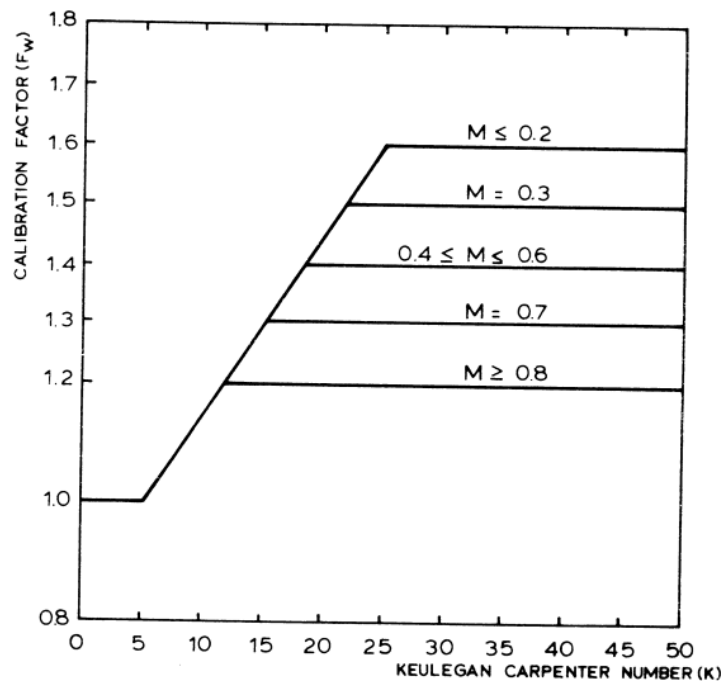
3.4.9 Perhitungan Koefisien Gesek Tanah

Untuk faktor kalibrasi gesek tanah (*Friction Calibration Factor*), disesuaikan dengan tipe tanah pada seabed. Berikut tabel penentuan faktor kalibrasi gesek sesuai klasifikasi tanah.

Tipe Tanah	Faktor Kalibrasi Gesek
Sand	0,7
Clay	Sesuai Grafik Friction Factor (DNV RP E305)

Tabel 2.3 Penentuan Faktor Kalibrasi Gesek Tanah

Nilai faktor kalibrasi (F_w) diperlukan untuk menghitung berat tenggelam pipa yang dibutuhkan (W_{s_req}). Faktor kalibrasi dapat ditentukan dengan menggunakan grafik di bawah ini, sebelumnya kita sudah mendapatkan *Keulegan Carpenter Number* (K) dan Ratio arus ke kecepatan gelombang (M).



Gambar 2.11 Faktor kalibrasi F_w sebagai fungsi K dan M

(DNV RP E 305, 1988)

Rumus ratio arus terhadap kecepatan gelombang (M) adalah sebagai berikut:

$$M = U_D / U_S \text{ (Current to wave velocity ratio)} \quad 2.40$$

Rumus Persamaan bilangan Keulegan-Carpenter :

$$K_c = \frac{U_S \cdot T}{D} \quad 2.41$$

3.4.10 Analisis Kestabilan Statik Sederhana

Dalam menganalisis kestabilan pipa di bawah laut, ada tiga analisis yang biasa digunakan (DnV RP F109) yaitu:

1. Analisis Dinamik
2. Analisis Kestabilan Umum

3.4.11 Parameter Kestabilan Pipa

Mengacu pada standar kode DNV RP F109 On Bottom Stability Design of Submarine Pipelines, terdapat tiga jenis analisis yang digunakan dalam menganalisis kestabilan pipa di bawah laut adalah: analisis dinamik, analisis kestabilan umum, serta analisis kestabilan statik sederhana. Pemilihan jenis analisis yang digunakan tergantung pada tingkat ketelitian hasil analisis yang diinginkan. Berikut ini penjelasan mengenai masing-masing analisis.

- Analisis Dinamik

Analisis ini melibatkan simulasi dinamik secara menyeluruh terhadap pipa di dasar laut, mencakup pemodelan soil resistance, gaya-gaya hidrodinamika, kondisi batas, dan respon dinamik. Analisis dinamik dapat dipakai untuk menganalisis secara detail pada area kritis sepanjang jalur pipa seperti pada perlintasan jalur pipa, penyambungan riser, dan lokasi-lokasi lainnya yang membutuhkan desain detail respon pipa dengan level tinggi atau untuk menganalisis ulang jalur kritis yang sudah ada.

- Analisis Kestabilan Umum

Analisis ini didasarkan pada suatu set kurva kestabilan non dimensional yang telah diturunkan dari suatu deret hasil respons dinamik. Analisis kestabilan umum dapat digunakan dalam perhitungan desain detail maupun dalam preliminary design. Analisis ini digunakan pada bagian pipa dimana potensial pergerakan dan regangan pipa cukup penting.

- Analisis Kestabilan Statik Sederhana

Analisis ini didasarkan pada keseimbangan statik dari gaya-gaya yang bekerja pada pipa dan telah dikalibrasikan dengan analisis kestabilan sederhana. Analisis kestabilan statik sederhana dapat digunakan pada hampir semua perhitungan kestabilan, dimana berat pipa dalam air menjadi perhatian utamanya. Analisis ini menggunakan model yang disederhanakan, sehingga sebagai konsekuensinya, pada saat melakukan perhitungan, dianjurkan untuk tidak melakukan modifikasi apapun tanpa pertimbangan terhadap semua faktor secara menyeluruh seperti melakukan pengecekan kembali hasil perhitungan

dengan menggunakan dua analisis kestabilan yang lainnya. Agar kedudukan pipa tetap stabil pada saat berada di dasar laut.

3.4.12 Analisis Stabilitas Pipa Dengan DNV RP F109

Untuk menganalisis stabilitas pipa dasar laut sangat beragam dan kompleks, salah satu metoda analisis yang digunakan dalam DNV RP F109 adalah stabilitas lateral statik secara menyeluruh. Persamaan umum dari metoda ini adalah :

$$S_{FL} = \frac{W_s - F_l}{F_d + F_i} \geq 1,1 \quad 2.42$$

Dan

Stabilitas Vertikal

$$S_{fv} = \frac{W_{sub} + W_{buoy}}{W_{buo} h} \geq 1,1 \quad 2.43$$

Pipa di dasar laut dapat dikatakan stabil, apabila pipa tersebut memenuhi stabilitas arah vertikal maupun arah lateral, seperti yang telah ditunjukkan pada persamaan diatas.

Tabel 2.4 *Safety factor* untuk kondisi *storm* di daerah North Sea

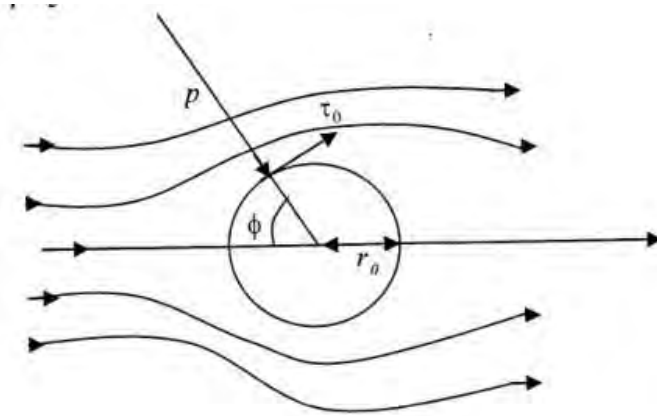
Jenis Tanah	Low	Normal	High
Sand and Rock	0,98	1,32	1,67
Clay	1,00	1,40	1,83

Tabel 2.5 *Safety factor* untuk kondisi *storm* di daerah Gulf of Mexico

Jenis Tanah	Low	Normal	High
Sand and Rock	0,95	1,41	1,99
Clay	0,97	1,50	2,16

3.4.13 Aliran Fluida Di Sekitar Silinder

Pemilihan aliran (*flow*) tergantung dari sifat-sifat gelombang lokal dan kedalaman perairan (Bai, 2001). Aliran di sekitar silinder akan menghasilkan resultan gaya pada permukaan silindernya, yang mana terbagi menjadi dua bagian yaitu, pertama gaya yang disebabkan karena tekanan dan kedua gaya yang disebabkan oleh adanya kekasaran, lihat Gambar 2.12 gaya searah dari resultan gayanya (karena tekanan).



Gambar 2.12 Sketsa Gaya (Bai, 2001)

Menurut Guo (2005) *reduced velocity* adalah kecepatan dimana osilasi akibat *vortex shedding* terjadi. Adanya *vortex shedding* akan mengakibatkan adanya komponen gaya transversal (*cross flow*) yang umum disebut gaya angkat.

Gaya pada silinder akibat gaya gelombang tergantung pada angka Reynolds. Pengaruh lainnya yaitu bentuk benda, kekasaran, turbulensi dan gaya gesek akan menyebabkan perubahan aliran. Bagaimana pun ada perkecualian yaitu pada angka Reynolds rendah ($Re \ll 40$), dimana umumnya disebut aliran akan mengalami *vortex shedding*. Sebagai konsekuensi dari fenomena *vortex shedding*, distribusi tekanan di sekitar silinder akan mengalami perubahan yang periodik di dalam prosesnya, sehingga menimbulkan gaya yang berperiodik pada silindernya. Distribusi tekanan total didapatkan dengan mengintegrasikan tersebut pada permukaan silinder.

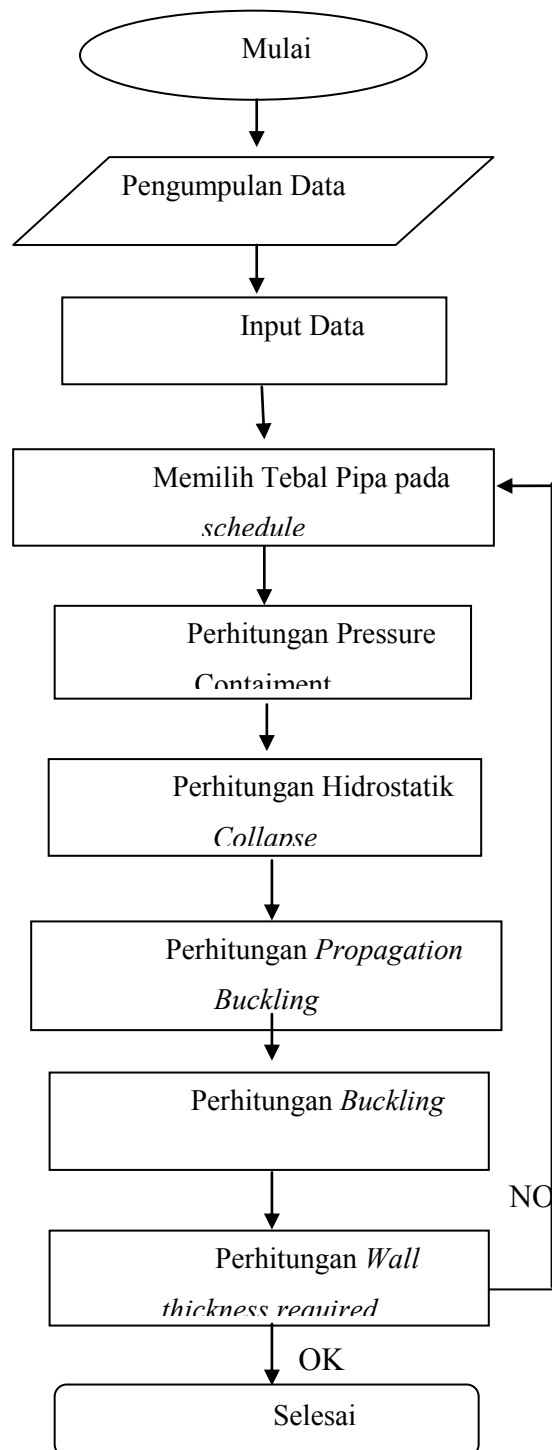
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian *Wall Thickness*

Untuk menjelaskan metode yang digunakan maka dibuat diagram alir ,



Gambar 3.1 Diagram Alir perhitungan *wall thickness*

Adapun langkah-langkah penelitian dalam diagram alir pada Gambar 3.1 dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Pengumpulan Data

Data yang dijadikan acuan dalam pengerjaan tugas akhir ini adalah data *basic design* dari PHE ONWJ.

2. Input Data

Data yang dimasukkan meliputi data pipa, data lingkungan dan operasional data.

3. MemilihTebal Pipa pada *Schedule*

Memilih tebal pipa pada *schedule* sesuai dengan *specified outside diameter* yang diketahui,*schedule* adalah data valid pipa yang ada dipasaran, data *schedule* tersebut dapat dilihat di API 5L (*table E-6C*) .

4. Perhitungsn Pressure Contaiment

Pada tahap awal dalam proses desain adalah menghitung tekanan internal yang terjadi akibat tekanan fluida yang mengalir dibagian pipa, tekanan ini bekerja dalam arah tangensial terhadap dinding dari pipa, yang dihitung dengan persamaan :

$$t_{cont} = \frac{(P_i - P_e) \cdot D}{2 \cdot S \cdot M \cdot Y \cdot f \cdot d \cdot ft} \quad 3.1$$

5. Perhitungan Hidrostatik *Collapse*

Pada perhitungan ini, tekanan eksternal dan internal yang bekerja pada pipa dapat mengakibatkan *collapse* pada dinding pipa, yang dihitung dengan persamaan :

$$P_c = \frac{P_y \cdot P_x}{(P_y^2 + P_x^2)^{0.5}} \quad 3.2$$

6. Perhitungan *Propagation Buckling*

Perhitungan ini dilakukan untuk menghitung perambatan buckle dan menyebabkan collapse pada pipa sampai tekanan eksternal bernilai sama atau kurang dari tekanan propagasi, yang dihitung dengan persamaan :

$$t_{prop} = \left(\frac{P_{bp}}{24 \cdot f_p \cdot ft} \right)^{-2.4} \cdot OD \quad 3.3$$

7. Perhitungan *Buckling*

Perhitungan *Buckling* akibat Kombinasi Bending dan Tekanan Eksternal, yang dihitung dengan persamaan :

$$\frac{\varepsilon}{\varepsilon_b} + \frac{(P_o - P_i)}{f_c \cdot P_c} = g(\delta) \quad 3.4$$

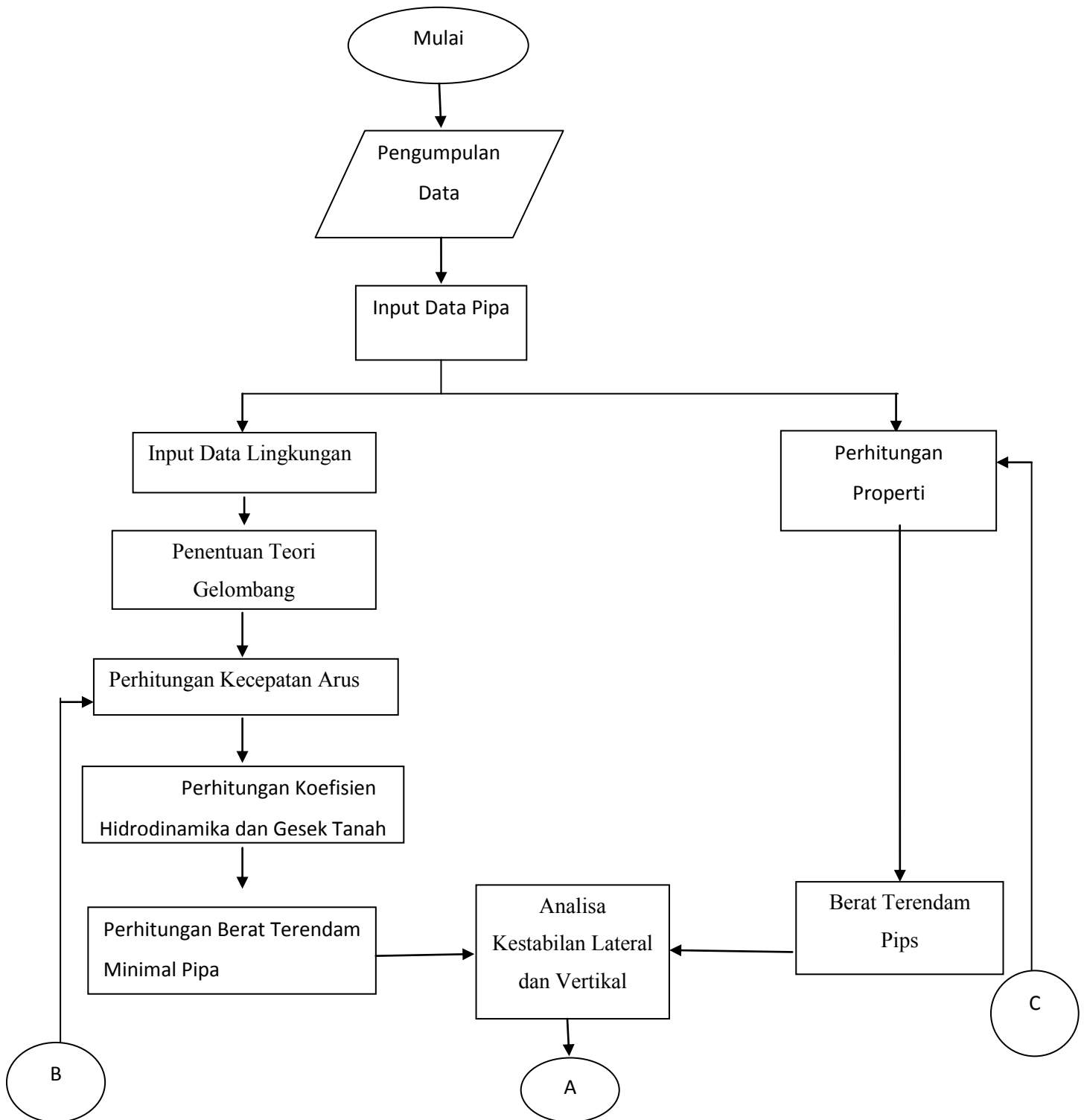
8. Perhitungan *Wall thickness required*

Setelah semua perhitungan selesai dilakukan, maka perhitungan wall thickness ditentukan, persamaan yang digunakan adalah :

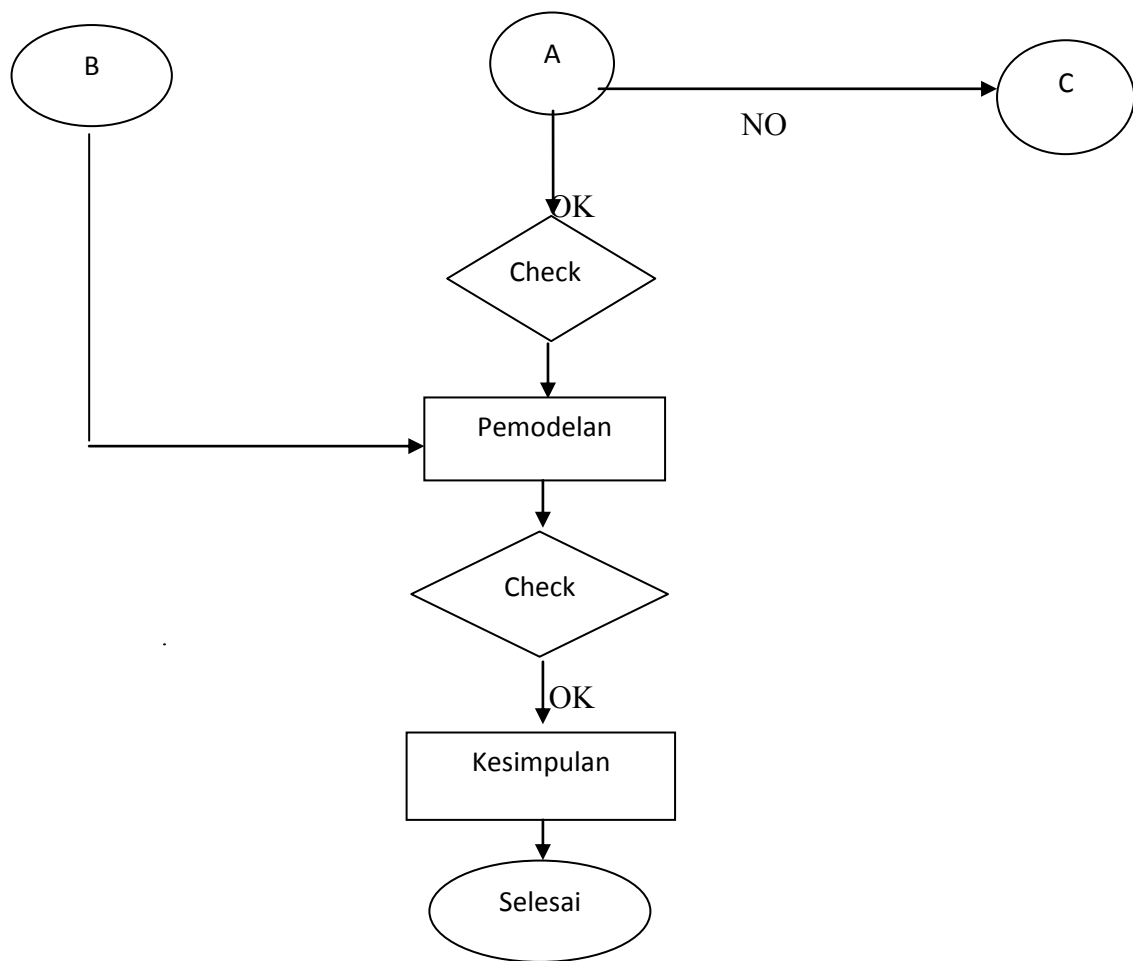
$$t_{req-opr} = t_{req} + t_{mill} + t_{corr} + t_{const} \quad 3.5$$

3.2 Metode Penelitian *On-Bottom Stability*

Untuk menjelaskan metode yang digunakan maka dibuat diagram alir ,



Gambar 3.2 Diagram Alir Pengerjaan *On-Bottom Stability*



Gambar 3.3 Diagram Alir Pengerjaan *On-Bottom Stability* (Terusan)

Adapun langkah-langkah penelitian dalam diagram alir pada gambar 3.1 dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Pengumpulan Data

Data yang dijadikan acuan dalam pengerjaan tugas akhir ini adalah data *basic design* dari PHE ONWJ.

2. Input Data

Input data yang dibutuhkan berupa *outer diameter*, *wall thickness*, *steel density*, *corrosion coating density*, *concreate coating thickness*, *concreate coating density*.

3. Perhitungan Properti Pipa

Perhitungan properti pipa meliputi perhitungan diameter luar pipa, berat baja di udara, berat lapisan anti karat di udara, berat selimut beton di udara, berat pengisi pipa dan besar gaya apung.

4. Perhitungan Berat Terendam Pipa

Setelah data parameter pipa dimasukkan dan dihitung properti pipa, selanjutnya akan dicari berapa nilai berat terendam pipa.

5. Input Data Lingkungan

Data lingkungan ini meliputi densitas air laut , viskositas kinematik, kedalaman perairan, tinggi gelombang signifikan, periode gelombang signifikan, kecepatan arus dan percepatan gravitasi.

6. Penentuan Teori Gelombang dan Kecepatan Arus

Menentukan teori gelombang yang dipakai pada Tugas Akhir ini, dan menghitung kecepatan arus.

7. Perhitungan Koefisien Hidrodinamika dan Gesek Tanah

Melakukan perhitungan terhadap gaya-gaya hidrodinamika, meliputi gaya geser (F_D), gaya inersia (F_I), dan gaya angkat (F_L). Setelah itu dilakukan perhitungan koefisien gesek tanah yang disesuaikan dengan tipe tanah pada *seabed*.

8. Perhitungan Berat Terendam Minimal Pipa.

Menghitung berat terendam minimum pada pipa yang ditinjau dengan menggunakan perhitungan yang sudah ada.

9. Analisa Kestabilan Lateral dan Vertikal

Untuk menganalisis stabilitas pipa dasar laut sangat beragam, salah satunya dengan menggunakan metode DNV RP F109 yaitu stabilitas lateral dan vertikal statik secara menyeluruh.

10. Pemodelan

Untuk menghitung gaya yang diterima pipa seiring dengan kecepatan arus yang terjadi maka digunakan.

11. Kesimpulan

Dari seluruh rangkaian analisa dapat ditarik kesimpulan sehingga diperoleh informasi yang dapat bermanfaat serta pemberian saran untuk penelitian selanjutnya.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

ANALISA PEMBAHASAN

4.1 Pengumpulan Data

Pada Tugas Akhir ini data yang dipakai adalah data dari proyek pengaliran gas dari platform Kb-Kcom milik PHE-ONWJ dengan masa layan selama 20 tahun.



Gambar 4.1 Letak Jalur Pipa Kb-Kcom di Laut Jawa (Google Earth, 2014)

Untuk menganalisa stabilitas pipa Kb-Kcom sepanjang 1.064 km, perhitungan pada analisis ini dilakukan dengan variasi ketebalan lapisan beton, sehingga dapat dilihat pengaruhnya pada stabilitas pipa baik secara vertikal maupun lateral.

Data Pipa

Data pipa yang digunakan dalam perhitungan meliputi data umum pipayang terdiri dari data diameter, ketebalan, material, korosi yang diijinkan, modulus elastisitas, angka poison dan densitas pipa. Data *external corrosion coating* pipa yang terdiri dari densitas dan ketebalannya. Data *external concrete coating* yang terdiri dari modulus elastisitas, densitas.

- Data Umum Pipa

Tabel 4.1 Data Pipa

<i>Parameters</i>	<i>Units</i>	8" B-KCOM GL Pipeline
<i>Outer Diameter</i>	Mm	219
Material	-	API 5L Grade X52MO or X52QO PSL2 CS
<i>Seam Type</i>	-	SMLS, SAWL or HFW
SMYS	Mpa	360.0 (52.20 ksi)
SMTS	Mpa	460.0 (66.70 ksi)
<i>Young Modulus</i>	Mpa	2.07×10^5 (30022.9 ksi)
<i>Poison Ratio</i>	-	0.3
<i>Density</i>	kg/m ³	7850
<i>Coefficient of Thermal Expansion</i>	/°C	1.1×10^{-5}

Pada Tabel 4.1 diatas adalah data pipa diatas diperoleh dari data rancangan pipa gas milik PT. Pertamina Hulu Energi yang meliputi diameter pipa , korosi yang di ijinakan , modulus elastisitas , densitas baja dan angka poison dapat dilihat tabel diatas.

- Data *Eksternal Corrosion*

Tabel 4.2 Data *Eksternal Corrosion*

<i>Parameters</i>	<i>Units</i>	<i>Value</i>
Thickness	Mm	4.0
Density	kg/m ³	1281.5

Data *external corrosion coating* pipa terdiri densitas dan ketebalan dari selimkorosi yang digunakan untuk melindungi pipa dari serangan korosi. Data tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.2.

- Data *Concrete Coating*

Tabel 4.3 Data *Concrete Coating*

<i>Parameters</i>	<i>Units</i>	<i>Value</i>
Density	kg/m ³	3044
Young's Modulus	Gpa	22
Thickness	mm	30

Data *concrete coating* yang digunakan untuk melindungi pipa dari gaya-gaya luar serta menambah berat tercelup pipa untuk meningkatkan stabilitas pipa di bawah air baik secara vertikal maupun lateral. Tabel 4.3 yang berisi densitas *concrete coating*.

4.1.1 Data Lingkungan

Data lingkungan yang diperoleh dari sumber pada kedalaman 29.87 pada tabel-tabel di bawah ini terdiri dari arus, gelombang, dan data tanah. Yang kesemua data tersebut digunakan dalam analisis data lingkungan yang kemudian digunakan dalam mendapatkan jawaban dari permasalahan.

- Data Arus dan Gelombang

Tabel 4.4 Data Arus

<i>Item</i>	<i>Units</i>	<i>Return Period</i>
		<i>100-Tahun</i>
Storm Tide (Surge)	m	0.244
Highest Astronomical Tide (HAT)	m	0,57

Tabel 4.5 Data Gelombang

<i>Return Period</i>	<i>Maximum Wave Height</i>		<i>Significant Wave Height</i>	
	<i>Height (m)</i>	<i>Period (sec)</i>	<i>Height (m)</i>	<i>Period (sec)</i>
100-Tahun	8.62	9.40	3.67	8.89

Tabel 4.4 dan Tabel 4.5 di atas menyajikan data arus dan gelombang untuk waktu pada saat

kondisi operasi (100-year RP) yang digunakan untuk menghitung stabilitas

- Data Tanah

Tabel 4.6 Data Tanah

<i>Parameter</i>	<i>Unit</i> <i>s</i>	<i>Value</i>
<i>Soil Type</i>	-	Very Soft Clay
Angle Friction	Deg	0.0
Submerged Weight	kg/ m ³	818.57

Tabel 4.6 diatas menyajikan jenis tanah yang dipakai adalah jenis *very soft clay* atau jenis lempung yang sangat halus dengan berat terendam sebesar 818.57 Kg/m³.

4.2 Perhitungan Ketebalan Dinding Pipa

Dalam perhitungan ketebalan pipa pada laporan tugas akhir ini, digunakan standar code ASME 31.8 serta API 1111 design, construction, operation and maintanance of offshore hydrocarbon pipelines. Dalam tahap perhitungan *Wall thickness* pertama-tama ketebalan dinding diasumsikan. Kemudian dilakukan pengecekan berdasarkan kriteria-kriteria yang telah ditentukan, apakah ketebalan dinding asumsi tersebut memenuhi kriteria. Apabila

ternyata ketebalan asumsi tersebut memenuhi syarat, maka ketebalan tersebut digunakan. Sebaliknya apabila ketebalan dinding tidak memenuhi syarat ataupun overdesain, maka dilakukan penyesuaian hingga didapat ketebalan dinding yang paling ekonomis tetapi dapat memenuhi kriteria-kriteria yang telah ditentukan.

Tabel 4.7 Hasil Analisis Ketebalan Dinding Pipa

Wall Thickness	Pipeline	
	Instalation	Operatin g
Required wall thickness excluding the allowance:		
Internal Pressure Contaiment	3,13	2,67
Hydrostatic Collapse	2,30	
Buckling Propagation	3,62	
Buckling due to combined bending and external pressure	3,23	
Allowance:		
Corrosion Allowance	0,0	3,0
Mill Tolerance	1,42	
Construction Allowance	0,8	
Minimum Required Wall Thickness	5,85	7,89
Wall Thickness Selected	9,5	

Tabel 4.7 diatas adalah hasil perhitungan ketebalan dinding pipa yang dibutuhkan sesuai dengan kriteria-kriteria yang ditentukan Setelah mendapatkan ketebalan yang dibutuhkan sesuai dengan kriteria yang diperlukan lalu dilakukan perhitungan sesuai dengan codes dan standar yang digunakan untuk melihat apakah ketebalan dinding yang dipilih mampu mengakomodasi gaya-gaya yang bekerja pada pipa tanpa memberikan efek negatif pada pipa itu sendiri. Detail perhitungan secara rinci dan hasilnya dapat dilihat pada lampiran.

4.3 Analisis Stabilitas Pipa

Prosedur perhitungan pada pipa bawah laut dilakukan dengan menggunakan standar DNV RP-F109 *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipeline*. Analisis dilakukan pada kondisi operasi dengan kedalaman laut 29,87 m. Perhitungan dilakukan dengan tebal lapisan beton yaitu sebesar 30 mm, sehingga diperoleh pengaruhnya terhadap stabilitas arah vertikal maupun horizontal, sehingga dapat dilihat pengaruh kecepatan efektif terhadap gaya hidrodinamika dan stabilitas pipa (baik secara vertikal maupun lateral) dan dihitung menurut jenis tanah yaitu *soft clay*.

4.3.1 Analisis Stabilitas Vertikal

Analisa stabilitas vertikal dilakukan untuk mengetahui apakah dalam prakteknya pipa yang memiliki berat tertentu ketika dipasang mampu untuk melawan gaya apung ketika tercelup air. Dalam perhitungan stabilitas pipa secara vertikal, terdapat tiga (3) hal yang harus terlebih dahulu diketahui nilainya, yaitu nilai hasil perhitungan berat pipa di udara, hasil perhitungan *bouyancy* pipa ketika tercelup di air dan berat pipa tercelup, yaitu selisih antara berat pipa di udara dengan *bouyancy* pipa. Selain itu terdapat ketentuan stabilitas pipa secara vertikal yang memenuhi menurut DNV RP-F109 yaitu seperti yang ditunjukkan pada persamaan 4.1 di bawah ini :

$$SF_v = \frac{W_s + B}{B} \geq 1.1 \quad 4.1$$

Tabel 4.8 Hasil analisis vertikal pada saat operasi

Tebal Coating Concrete	Hasil Analisis Vertikal
30 mm	1,697

Pada Tabel 4.8 adalah hasil dari analisa yang dilakukan pada kondisi pipa operasi maka diperoleh nilai 1,697 yang berarti sudah cukup aman karena nilainya melebihi $\geq 1,1$

4.3.2 Analisis Stabilitas Lateral

Analisa stabilitas lateral dilakukan untuk mengetahui besar gaya yang dimiliki oleh pipa untuk melawan gaya-gaya hidrodinamis yang mengenai pipa. Gaya-gaya hidrodinamis seperti gaya seret, gaya inersia dan gaya angkat yang bekerja pada pipa tersebut diasumsikan bekerja secara tegak lurus terhadap pipa dengan dilawan oleh gaya normal dan gesekan pipa dengan media alas (*seabed*). Sedangkan kriteria pengerjaan stabilitas pipa secara lateral ditunjukkan pada persamaan 45 :

$$SF_l = \frac{(W_s - F_L)\mu}{F_D + F_I} \geq 1.1 \quad (4.2)$$

Tabel 4.9 Hasil analisis lateral pada saat operasi

Tebal Concrete Concrete	Hasil Analisis Lateral
30 mm	4,18

Pada tabel 4.9 diatas adalah hasil dari analisa yang dilakukan pada pipa dalam kondisi operasi dengan kedalaman 29,87 m maka diperoleh nilai 4,18 yang berarti sudah cukup aman karena nilainya melebihi $\geq 1,1$.

4.3.3 Analisis Gaya Hidrodinamika Terhadap Tebal *Concrete Coating* :

Hasil analisis dengan tebal concrete coating dan pengaruhnya terhadap gaya hidrodinamika (*drag force, lift force, dan inertia force*), ditampilkan pada Tabel 4.10 dibawah ini:

Tabel 4.10 Hasil analisis gaya hidrodinamika

Tebal Concrete	Fl	Fd	Fi
30mm	19,79	12,37	0,22

4.3.4 Analisis Gaya Gesek (F_R) Terhadap Jenis Tanah Pada Pipa

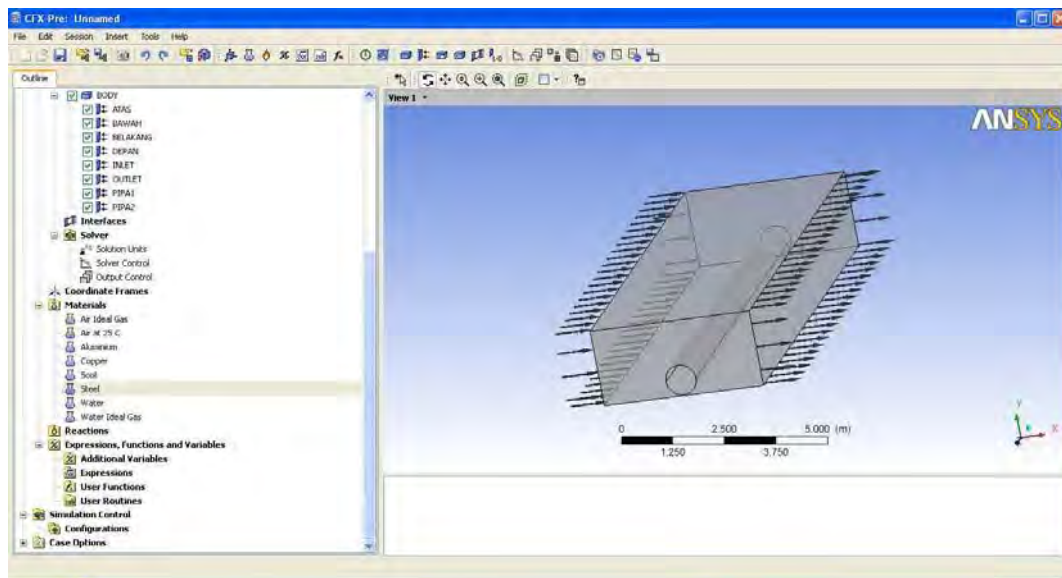
Hasil analisis dengan jenis tanah dan pengaruhnya terhadap gaya gesek (friction force), ditampilkan pada Tabel 4.11 dibawah ini :

Tabel 4.11 Hasil Analisis jenis tanah dengan F_R

Jenis Tanah	F_R (N/m)
Soft Clay	418.47

4.4 Hasil Pemodelan Pipa dengan ANSYS CFD

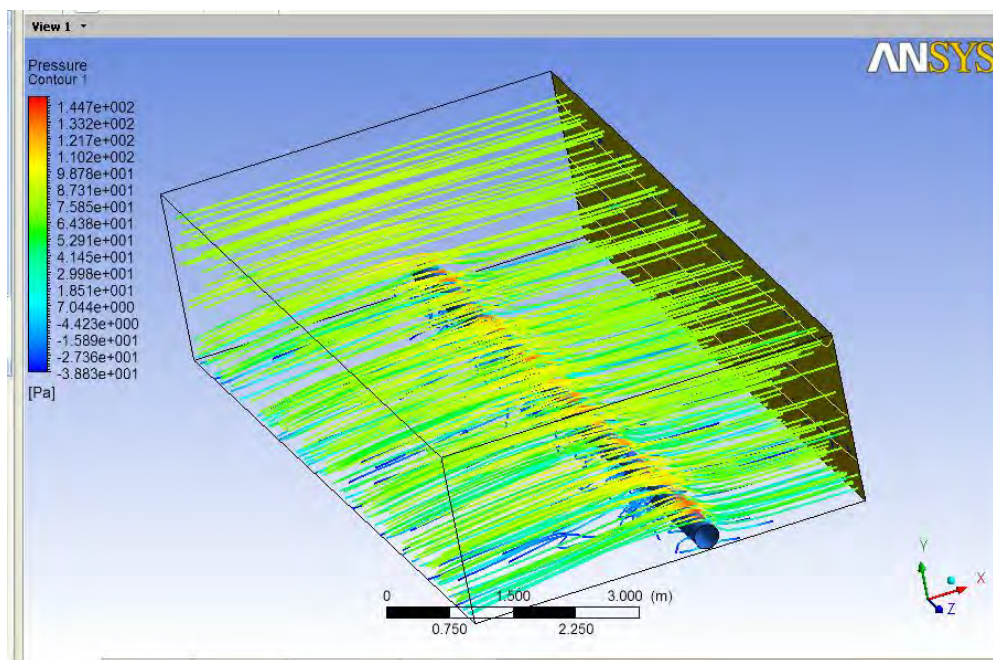
Pemodelan aliran fluida pada ANSYS CFD ini dilakukan dengan mengatur besar gaya gesek pada pipa. ANSYS CFD adalah salah satu aplikasi dengan simulasi aliran fluida. Input diameter pipa adalah 0.287 m dengan kecepatan arus 0,287 m/s. Pemodelan pada kasus ini untuk melihat perubahan tekanan (outflow) dengan mengatur gaya gesek pada pipa.



Gambar 4.2 Software ANSYS CFD Pada Saat Input Data

Pada Specified velocity (INLET), input data yang dimasukkan adalah kecepatan arus dan sebagai outflow yang akan dicari akan menghasilkan tekanan (pressure), sehingga dapat diketahui bagaimana perubahan tekanan yang terjadi.

Hasil simulasi dengan ANSYS CFD dapat dilihat pada Gambar 4.3 pada hasil simulasi akan terlihat kontur tekanan pada pipa bawah laut.



Gambar 4.3 Kontur Tekanan Pada Pipa Bawah Laut Pada ANSYS CFD

Pada gambar pemodelan diatas, warna biru, hijau, kuning dan merah menunjukkan besar tekanan yang dihasilkan. Warna merah terlihat sebagai tekanan paling besar mengenai pipa yaitu sebesar 144.7 Pa. Untuk kondisi pipa pada gambar diatas, dapat diperhatikan ketika aliran fluida mendekati dan melewati pipa, maka aliran tersebut akan membentuk ulek-ulekan akibat pelepasan vortex atau *vortex shedding*. Pengaruh Lainnya yaitu bentuk benda, kekasaran, turbulensi dan penetrasi akan menyebabkan perubahan aliran. Pada fenomena *vortex-shedding* juga membuat distribusi tekanan disekitar silinder akan mengalami perubahan yang periodik dalam prosesnya.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil perhitungan dan analisis seluruh model pada bab sebelumnya dapat diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Ketebalan wall thickness yang diperlukan agar sesuai dengan pressure yang sudah ditentukan yaitu sebesar 9.5 mm.
2. Nilai *Safety Factor* terhadap stabilitas pipa secara vertikal maupun lateral berdasarkan DNV RP F109. Semakin tebal *Concrete Coating*, semakin baik stabilitas pipa secara vertikal dan lateral (stabil atau $SF \geq 1,1$). Hal ini disebabkan karena bertambahnya berat terendam pipa bawah laut (*submerged weight*), baik dihitung pada kondisi dasar laut lempung (TCC 30 mm, VS = 1.697 , LS = 4,18).
3. Pemodelan aliran fluida pada ANSYS CFD ini dilakukan dengan mengatur besar kecepatan arus. ANSYS CFD adalah salah satu aplikasi dengan simulasi aliran fluida. Input diameter pipa adalah 0.287 m dengan kecepatan arus 0,287 m/s. Pada gambar pemodelan, warna biru, hijau, kuning dan merah menunjukkan besar tekanan yang dihasilkan. Warna merah terlihat sebagai tekanan paling besar mengenai pipa yaitu sebesar 144.7 Pa.

5.2 Saran

Saran yang diperlukan untuk penelitian selanjutnya adalah :

1. Untuk penelitian lebih lanjut, sangat diperlukan analisis biaya baik stabilitas pipa bawah laut yang dihitung dengan DNV RP F109 maupun DNV RP E305.
2. Dipelukan adanya analisis free span, Expansion Thermal, Riser and Spool design disertai analisis instalasi agar diperoleh hasil yang lebih komprehensif pada perencanaan *offshore pipeline*.
3. Untuk pemodelan aliran fluida disekitar silinder dengan menggunakan perangkat lunak ANSYS CFD, dapat dibandingkan dengan perangkat lunak FLOW-3D atau FLUENT.
4. Metode analisa stabilitas yang dipakai pada tugas akhir ini adalah *Absolute Lateral Static Stability Method* (DNV RP F109) dan *Simplified Stability Analysis* untuk DNV RP E305. Selain itu dapat digunakan analisa stabilitas yang lain, yaitu *Dynamic Lateral Stability Analysis* dan *Generalized Lateral Stability Method* pada DNV RP F109.

DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institut, Supplement 1 to API RP 1111 (3rd Edition). 1991. **Recommended Practice for Design, Operation and Maintenance Hydrocarbons Pipelines(Limit State Design)**. USA
- American Petroleum Institut, API Specification 5L (41st Edition). 1995. **Specification of Line Pipe**. USA
- American Society of Mechanical Engineers (ASME B31.8).2006. **Gas Transmission and Distribution Piping System**. USA
- Bai, Y. 2001. **Pipeline and Risers**. Elsevier. USA.
- Braestrup, M. 2005. **Design And Installation of Marine Pipeline**. Blackwell. Science, Oxford. UK.
- Das, B. M. 1985. **Principles of Geotechnical Engineering**. PWS Publisher. UK.
- Det Norske Veritas. 2000. **DNV OS-F101, Submarine Pipelines System**. Norway.
- Det Norske Veritas. 1988. **DNV RP-E305, On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines**. Norway.
- Det Norske Veritas. 2007. **DNV RP-F109, On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines**. Norway.
- Guo, B. Shanhong, S. Jacob, C. Ali, G. 2005. **Offshore Pipeline**. Elsevier Ocean Engineering Book Series, Oxford.
- Indiyono, P. 2004. **Hidrodinamika Bangunan Lepas Pantai**. SIC. Surabaya.
- Kenny, J. P. 2009. “A Stability Design Rationale-A Review Of Present Design approaches”. **Proceedings of the ASME 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering**. USA.
- Liu , H. 2003. **Pipeline Engineering** . Lewis Publisher.
- Mousselli, A. H. 1981. **Offshore Pipeline Design, Analysis and Method**. Pennwell. Oklahoma.
- Munari, M. Gantina, R. Ibrahim, H. Idris, K. Fahrozi, T. 2007. “On Bottom Stability Analysis of Partially Buried Pipeline at Near – Shore South Sumatera – West Java Pipeline”. **Journal of the Indonesian Oil and Gas Community**. Vol 3 : 46-52.
- Raha, G. A. 2008. **Desain Ketebalan dan Analisis Kestabilan Pipa Bawah Laut**. Laporan Tugas Akhir. FTSP-ITB, Bandung.

- Al-Amin, M R. 2014. **Analisa Stabilitas On-Bottom Pipa Bawah Laut : Studi Kasus Pipa APNE-A PT.Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java**. Laporan Tugas Akhir. FTK-ITS, Surabaya.
- Sianturi, F. C. 2008. **Desain dan Analisis Instalasi Struktur Pipa Bawah Laut**. Laporan Tugas Akhir. FTSP-ITB, Bandung.
- Sumer,BM.. J Fredsoe. 1997 “**Hydrodynamic Around Cylindrical Structures**”, Advance Series on Coastal Engineering, Volume 12, World Scientific.
- Soegiono. 2007. **Pipa Laut**. Airlangga University Press, Surabaya.
- Triatmodjo, B. 1999. **Teknik Pantai**. Beta Offset, Yogyakarta.

OBJECTIVE:

The objective of this spreadsheet is to perform analysis on wall thickness calculation in accordance to ASME B31.8 and API RP 1111

DATA INPUT

Pipe Data

Outside Diameter (KILO-O-SDY-0002)	OD := 8.625in	Pipe Ovality (API 5L)	mm := 1.5·%
Young's Modulus	E ₁ := 2.07 × 10 ⁵ ·MPa	Poisson's Ratio	:= 0.3
Internal CA (Operating case)	t _{corr} := 3.0mm	Specified Minimum Yield Strength	SMYS := 360.0MPa
Fabrication Method (seamless/welded)	M _f := "seamless"		

Environmental Data

Seawater Density	seawater := 1025 $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$		
LAT refer to CD	LAT := 0.57m	HAT refer to CD	HAT := 0.57m
Water Depth KB Platform (Based on Inspection Report 8" KB-Kcom)	Wd _{KB} := 28.35m	Water Depth Kcom Platform (Based on Inspection Report 8" KB-Kcom)	Wd _{Kcom} := 29.87m
Min. Water Depth	Wd _{min} := 28.35m	Max. Water Depth	Wd _{max} := 29.87m
Surge (1 year RP)	surge_1yr := 0.152m	Surge (100 years RP)	surge_100yr := 0.244m
Maximum Wave Height (1 year RP - KILO-G-DBS-0001)	H _{max_1yr} := 5.09m	Maximum Wave Height (100 years RP - KILO-G-DBS-0001)	H _{max_100yr} := 8.62m

Operational Data (KILO-G-DBS-0001 & KILO-O-SDY-0002)

Design Temperature	T _d := 93.3C	Internal Design Pressure	P _d := 950psi
Hydrotest Pressure Factor (ASME B31.8 Clause A847.2)	HP := 1.4	Hydrostatic Pressure	P _{hydro} := HP · P _d
Max. Content Density (KILO-O-SDY-0002)	max := 34.04 · $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	Reference Elevation for Design Pressure (assumed, above CD)	EL _{DP} := 10m

Design Factor

Design Factor (Table A842.22 ASME B 31.8)	$f_d := 0.72$	Temperature Derating Factor (Table 841.116A ASME B 31.8)	$f_t := 1.0$
Hydrotest Hoop Stress Design Factor (Table A842.22 ASME B 31.8)	$f_h := 0.9$	Maximum Installation Bending Strain (API RP 1111 Appendix D, Sect D.4)	$\epsilon_1 := 0.15\%$
Weld Joint Efficiency Factor (Table 841.115A ASME B 31.8)	$f_e := 1.0$	Maximum In-Place Bending Strain (API RP 1111 Appendix D, Sect D.4)	$\epsilon_2 := 0.15\%$
Collapse Factor (External Collapse) (API RP 1111 Sect 4.3.2.1)	$f_o := 0.7$	Bending Safety Factor for Installation Bending plus External Pressure (API RP 1111 Sect 4.3.2.2)	$f_1 := 2$
Collapse Factor Combined Bending Strain and External Pressure (API RP 1111 Sect 4.3.2.2)	$f_c := 0.7$	Bending Safety Factor for In-Place Bending plus External Pressure (API RP 1111 Sect 4.3.2.2)	$f_2 := 2$
Propagating Buckle Design Factor (API RP 1111 Sect 4.3.2.3.2)	$f_p := 0.8$		

Pressure Calculation

Max. Water Depth (1 year RP)	$d_{\max_1yr} := Wd_{\max} + HAT + surge_1yr + \frac{2}{3} \cdot H_{\max_1yr}$	$d_{\max_1yr} = 34m$
Max. Water Depth (100 year RP)	$d_{\max_100yr} := Wd_{\max} + HAT + surge_100yr + \frac{2}{3} \cdot H_{\max_100yr}$	$d_{\max_100yr} = 36.43m$
Max. External Pressure (1 year RP)	$P_{o_1} := d_{\max_1yr} \cdot seawater \cdot g$	$P_{o_1} = 0.34 \cdot MPa$
Max. External Pressure (100 year RP)	$P_{o_100} := d_{\max_100yr} \cdot seawater \cdot g$	$P_{o_100} = 0.37 \cdot MPa$
Min. External Pressure at at Wd_{\min}	$P_{o_min} := Wd_{\min} \cdot seawater \cdot g$	$P_{o_min} = 0.3 \cdot MPa$
Min. External Pressure at at Wd_{\max}	$P_{o_max} := \left(Wd_{\max} - \frac{H_{\max_100yr}}{2} \right) \cdot seawater \cdot g$	$P_{o_max} = 0.3 \cdot MPa$
Internal Pressure During Operation at Wd_{\max}	$P_{i_wdmax} := P_d + \rho_{\max} \cdot g \cdot (EL_{DP} + Wd_{\max})$	$P_{i_wdmax} = 6.6 \cdot MPa$
Internal Pressure During Operation at Wd_{\min}	$P_{i_wdmin} := P_d + \rho_{\max} \cdot g \cdot (EL_{DP} + Wd_{\min})$	$P_{i_wdmin} = 6.6 \cdot MPa$
Internal Pressure Differential at Wd_{\max}	$PD_{i_wdmax} := P_{i_wdmax} - P_{o_max}$	$PD_{i_wdmax} = 6.3 \cdot MPa$
Internal Pressure Differential at Wd_{\min}	$PD_{i_wdmin} := P_{i_wdmin} - P_{o_min}$	$PD_{i_wdmin} = 6.3 \cdot MPa$

Max. Internal Pressure
Differential

$$PD_i := \max(PD_{i_w\max}, PD_{i_w\min})$$

$$PD_i = 6.31 \cdot \text{MPa}$$

Hydrotest Pressure at
 Wd_{\max}

$$P_{dh_w\max} := P_{hydro} + \text{seawater} \cdot G \cdot (EL_{DP} + Wd_{\max}) \quad P_{dh_w\max} = 9.6 \cdot \text{MPa}$$

Hydrotest Pressure at
 Wd_{\min}

$$P_{dh_w\min} := P_{hydro} + \text{seawater} \cdot G \cdot (EL_{DP} + Wd_{\min}) \quad P_{dh_w\min} = 9.6 \cdot \text{MPa}$$

Hydrotest Pressure Differential
at Wd_{\max}

$$PD_{dh_w\max} := P_{dh_w\max} - P_{o_1}$$

$$PD_{dh_w\max} = 9.2 \cdot \text{MPa}$$

Hydrotest Pressure Differential
at Wd_{\min}

$$PD_{dh_w\min} := P_{dh_w\min} - P_{o_min}$$

$$PD_{dh_w\min} = 9.3 \cdot \text{MPa}$$

Max. Hydrotest Pressure
Differential

$$PD_{dh} := \max(PD_{dh_w\max}, PD_{dh_w\min})$$

$$PD_{dh} = 9.27 \cdot \text{MPa}$$

☐ Pressure Calculation

☒ Pressure Containment

Pressure Containment (ASME B 31.8)

Required Wall Thickness for
Pressure Containment - Operation

$$t_{cont} := \frac{PD_i \cdot OD}{2 \cdot SMYS \cdot f_d \cdot f_t}$$

$$t_{cont} = 2.67 \cdot \text{mm}$$

Required Wall Thickness for
Pressure Containment - Hydrotest

$$t_{hydr} := \frac{PD_{dh} \cdot OD}{2 \cdot SMYS \cdot f_h \cdot f_t}$$

$$t_{hydr} = 3.13 \cdot \text{mm}$$

☐ Pressure Containment

☒ Hydrostatic Collapse

Hydrostatic Collapse Pressure (API RP 1111, Sect 4.3.2.1)

Guess Value

$$t_{co} := 4 \text{ mm}$$

Yield pressure

$$P_Y(t_{co}) := 2 \cdot SMYS \cdot \frac{t_{co}}{OD}$$

Elastic critical pressure

$$P_e(t_{co}) := 2 \cdot E_1 \cdot \frac{\left(\frac{t_{co}}{OD}\right)^3}{(1 - \quad)^2}$$

Collapse pressure

$$P_c(t_{co}) := \frac{P_Y(t_{co}) \cdot P_e(t_{co})}{\sqrt{P_Y(t_{co})^2 + P_e(t_{co})^2}}$$

Required wall thickness

$$t_{coll} := \text{root}(P_c(t_{co}) \cdot f_o - P_{o_100}, t_{co})$$

$$t_{coll} = 2.30 \cdot \text{mm}$$

☐ Hydrostatic Collapse

☒ Propagating Buckling

Propagating Buckling (API RP 1111, Sect 4.3.2.3.2)

Propagation buckle pressure

$$P_p(t_{prop}) = 24 \cdot SMYS \cdot f_t \cdot \left(\frac{t_{buckle_op}}{OD} \right)^{2.4}$$

Required wall thickness

$$t_{prop} := \begin{cases} P_{bp} \leftarrow P_{o_100} \\ \left(\frac{P_{bp}}{24 \cdot SMYS \cdot f_t \cdot f_p} \right)^{\frac{1}{2.4}} \cdot (OD) \end{cases}$$

$t_{prop} = 3.62 \cdot mm$

☐ Propagating Buckling

☒ Buckling due to Combined Bending and External Pressure

Buckling Due to Combined Bending and External Pressure (API RP 1111, Section 4.3.2.2)

Guess Value

$$t_{buck} := 1mm$$

$t_{buck} = 1 \cdot mm$

Buckling Strain Under Pure Bending

$$b(t) := \frac{t}{2 \cdot OD}$$

$b(t_{buck}) = 0.2 \cdot \%$

Collapse Reduction Factor

$$g := (1 + 20 \cdot)^{-1}$$

$g = 0.77$

Max Estimated Installation Bending Strain (Eqn.14)

$$inst := 1 \cdot f_1$$

$inst = 0.3 \cdot \%$

Max Estimated In-place Bending Strain (Eqn.15)

$$inp := 2 \cdot f_2$$

$inp = 0.3 \cdot \%$

Max Estimated Bending Strain

$$e := \max(inst, inp)$$

$e = 0.3 \cdot \%$

Required Wall Thickness (Eqn.13)

Given

$$\frac{e}{b(t_{buck})} + \frac{P_{o_100}}{f_c \cdot P_c(t_{buck})} = g$$

$$t_{buck} := Find(t_{buck})$$

$t_{buck} = 3.23 \cdot mm$

☐ Buckling due to Combined Bending and External Pressure

Nominal Wall Thickness

For Pressure Containment	Operating	$t_{cont} = 2.67 \cdot \text{mm}$
	Hydrotest	$t_{hydr} = 3.13 \cdot \text{mm}$
For Hydrostatic Collapse		$t_{coll} = 2.30 \cdot \text{mm}$
For Propagation Buckling		$t_{prop} = 3.62 \cdot \text{mm}$
For Buckling due to Combined Bending & External Pressure		$t_{buck} = 3.23 \cdot \text{mm}$
Minimum Required Wall Thickness for Installation	$t_{requi} := \max(t_{hydr}, t_{coll}, t_{prop}, t_{buck})$	$t_{requi} = 3.62 \cdot \text{mm}$
Minimum Required Wall Thickness for Operation	$t_{rego} := \max(t_{cont})$	$t_{rego} = 2.67 \cdot \text{mm}$
Nominal Wall Thickness		$t_{nom} := 9.5 \text{mm}$

Mill Tolerance (API 5L Table J.4)	$t_{mill} :=$ <div><div><div>if $M_f = \text{"seamless"}$<div><div>$0.6 \cdot \text{mm}$ if $t_{nom} \leq 4 \cdot \text{mm}$</div><div>$0.15 \cdot t_{nom}$ if $4 \cdot \text{mm} \leq t_{nom} \leq 10 \cdot \text{mm}$</div><div>$0.125 \cdot t_{nom}$ if $10 \cdot \text{mm} \leq t_{nom} \leq 25 \cdot \text{mm}$</div><div>$\max(3.7 \cdot \text{mm}, 0.1 \cdot t_{nom})$ otherwise</div></div></div><div>if $M_f = \text{"welded HFW/ERW"}$<div><div>$0.4 \cdot \text{mm}$ if $t_{nom} \leq 6 \cdot \text{mm}$</div><div>$0.7 \text{mm}$ if $6 \cdot \text{mm} \leq t_{nom} \leq 15 \cdot \text{mm}$</div><div>$1.0 \cdot \text{mm}$ otherwise</div></div></div><div>"check" otherwise</div></div></div> <div>$t_{mill} = 1.42 \cdot \text{mm}$</div>
--------------------------------------	---

Construction Allowance API STD 1104	$t_{const} := 0.8 \text{mm}$
--	------------------------------

Minimum Wall Thickness Required

Min. Req. Wall Thickness for Installation	$t_{req_Inst} := t_{requi} + t_{mill} + t_{const}$	$t_{req_Inst} = 5.85 \cdot \text{mm}$
Min. Req. Wall Thickness for Operating	$t_{req_Oper} := t_{rego} + t_{mill} + t_{corr} + t_{const}$	$t_{req_Oper} = 7.89 \cdot \text{mm}$

Wall Thickness Check

Check_Hyd :=	<div><div>t_{nom} if $t_{nom} \geq t_{requi} + t_{mill} + t_{const}$</div><div>"select wall thickness again" otherwise</div></div>	Check Hyd = 9.50 mm
Check_Opr :=	<div><div>t_{nom} if $t_{nom} \geq t_{rego} + t_{mill} + t_{corr} + t_{const}$</div><div>"select wall thickness again" otherwise</div></div>	Check Opr = 9.50 mm
OD/t		$\frac{OD}{t_{nom}} = 23.06$

Perhitungan Gelombang $\theta = -45^\circ$

Diketahui:

$$L = 114.0903 \text{ m}$$

$$H = 2.202 \text{ m}$$

$$T = 8.89 \text{ s}$$

$$s = 0.287$$

$$k = 0.0550$$

$$\theta = -45^\circ$$

Perhitungan kecepatan horizontal

$$U = \frac{\pi H}{T} \cdot \frac{\cosh ks}{\sinh kd} \cdot \cos \theta + \frac{3}{4} \left[\frac{\pi H}{L} \right] \frac{\pi H}{T} \cdot \frac{\cosh 2ks}{\sinh^4 kd} \cdot \cos 2\theta$$

$$U = \frac{\pi \cdot 2.202}{8.89} \cdot \frac{\cosh(0.0550 \cdot 0.287)}{\sinh(0.0550 \cdot 29.87)} \cos -45^\circ + \frac{3}{4} \left[\frac{\pi \cdot 2.202}{114.0903} \right] \frac{\pi \cdot 2.202}{8.89} \cdot \frac{\cosh 2 \cdot 0.0550 \cdot 0.287}{(\sinh(0.550 \cdot 29.87))^4} \cdot \cos 2 \cdot -45^\circ$$
$$= 0.164 \text{ m/s}$$

Perhitungan percepatan horizontal

$$u/t = \frac{2\pi^2}{T} \cdot \frac{\cosh ks}{\sinh kd} \cdot \sin \theta + \frac{3\pi^2 H}{T^2} \left[\frac{\pi H}{L} \right] \frac{\cosh 2ks}{\sinh^4 kd} \cdot \sin 2\theta$$

$$u/t = \frac{2\pi^2}{8.89} \cdot \frac{\cosh(0.0550 \cdot 0.287)}{\sinh(0.0550 \cdot 29.87)} \cdot \sin -45^\circ + \frac{3\pi^2 \cdot 2.202}{8.89^2} \left[\frac{\pi \cdot 2.202}{114.0903} \right] \frac{\cosh 2 \cdot 0.0550 \cdot 0.287}{(\sinh(0.0550 \cdot 29.87))^4} \cdot \sin 2 \cdot -45^\circ$$
$$= -1.669 \text{ m/s}^2$$

Kecepatan partikel efektif

$$U_w = \sqrt{0.778 \cdot U^2 \left(\frac{D}{Y_0}\right)^{0.286}}$$
$$= \sqrt{0.778 \cdot 0.164^2 \left(\frac{0.287}{0.287}\right)^{0.286}}$$
$$= 0.144 \text{ m/s}$$

Diketahui:

$$z_0 = 0,0000013 \text{ (soft clay)}$$

$$z_r = 2.897 \text{ m}$$

$$U_r = 0.305 \text{ m/s}$$

Kecepatan arus

$$U_d = U_r \cdot \left[\frac{\left(1 + \frac{z_0}{D}\right) \left(\ln\left(\frac{D}{z_0} + 1\right) - 1\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0} + 1\right)} \sin \theta_{curr} \right]$$

$$U_d = U_r \cdot \left[\frac{\left(1 + \frac{0,0000013}{0,287}\right) \left(\ln\left(\frac{0,287}{0,0000013} + 1\right) - 1\right)}{\ln\left(\frac{2,897}{0,0000013} + 1\right)} \sin 90 \right]$$

$$= 0,210 \text{ m/s}$$

Kecepatan arus efektif

$$U_c = \sqrt{0,778 \cdot U^2 \left(\frac{D}{Y_0}\right)^{0,286}}$$

$$= \sqrt{0,778 \cdot 0,210^2 \left(\frac{0,287}{0,287}\right)^{0,286}}$$

$$= 0.186 \text{ m/s}$$

$$U = U_c + U_w = \sqrt{U_c^2 + U_w^2 + 2 U_c U_w \cos \theta}$$

$$= \sqrt{(0,144)^2 + (0,186)^2 + 2 (0,144)(0,186) \cos 0}$$

$$= 0,287 \text{ m/s}$$

ANALISA STABILITAS VERTKAL PIPA

Data Umum Pipa		
Nominal Outer Diameter	219	mm
Wall Thickness	9,5	mm
Corrosion Allowance	3	mm
Young's Modulus	206	Gpa
Poisson's Ratio	0,3	
Steel Density	7850	Kg/m ³

0,219 m

0,0095 m

Data External Corrosion Coating		
Density	1281,5	Kg/m ³
Thickness	4	mm

0,0004 m

Data Concrete Coating		
Young's Modulus	22	Gpa
Density	3044	Kg/m ³
Thickness	30	mm

0,03 m

$$\begin{aligned} \text{Dia. Total Luar Pipa} &= D_0 + 2t_{\text{corr}} + 2t_c \\ &= 287 \text{ mm} \\ &= 0,287 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Diameter Dalam Pipa} &= D_0 - 2t_{\text{st}} \\ &= 209,5 \text{ mm} \\ &= 0,2095 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Berat Baja Di Udara} &= \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{\text{st}} (D_0^2 - D_i^2) g \\ &= 246,08 \text{ N/m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Berat external corrosion coating di Udara} &= \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{\text{cor}} [(D_0 + 2t_{\text{corr}})^2 - D_i^2] g \\ &= 75,38 \text{ N/m} \end{aligned}$$

Berat Concrete coating Di Udara

$$\pi/4 \cdot \rho_c [(D_0 + 2t_{corr} + 2t_c)^2 - (D_0 + 2t_{cor})^2] \cdot g$$

$$= 722,93 \quad \text{N/m}$$

Berat Pengisi Pipa

***Kondisi Operasi**

$$\begin{aligned} W_{cont} &= D_i^2 \cdot \rho_{cont} \cdot G \\ &= 4,39 \quad \text{N/m} \end{aligned}$$

Berat Terendam Pipa

$$W_s = W_{st} + W_{cor} + W_c + W_{cont} - B$$

***Kondisi Operasi**

$$W_s = 430,84 \quad \text{N/m}$$

Gaya Apung

$$\begin{aligned} B &= \pi/4 \cdot \rho_w (D_0 + 2t_{cor} + 2t_c)^2 \cdot g \\ &= 617,96 \quad \text{N/m} \end{aligned}$$

Check: $SF_v \geq 1.1$ (DnV F109)

$$SF_v = \frac{W_s + B}{B} \geq 1.1$$

***Kondisi Operation**

$$SF_v = 1,697 \geq 1.1$$

OK

D + tcorr

227 mm

0,227 m

ANALISA STABILITAS LATERAL PIPA

Tabel 2.4 Recommended Hydridynamics Coefficient (Mousselli,1981)

Reynolds number (Re)	Hydrodynamic Coefficient		
	C_d	C_l	C_m
$Re < 5.0 \times 10^4$	1.3	1.5	2.0
$5.0 \times 10^4 < Re < 1.0 \times 10^5$	1.6	1.0	2.0
$1.0 \times 10^5 < Re < 2.5 \times 10^5$	$1.53 - \frac{Re}{3 \times 10^5}$	$1.2 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$	2.0
$2.5 \times 10^5 < Re < 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	$2.5 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$
$Re > 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	1.5

***Kondisi Operasi**

$$F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_d \cdot D \cdot U^2$$

$$= 19,79 \quad \text{N/m}$$

$$F_l = \rho \cdot C_m \left(\pi \cdot D^2 / 4 \right) (du/dt)$$

$$= 0,22 \quad \text{N/m}$$

$$F_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_L \cdot D \cdot U^2$$

$$= 12,37 \quad \text{N/m}$$

Check: $SF_l \geq 1.1$ (DnV F109)

$$SF_l = \frac{(W_s - F_l) \mu}{F_D + F_l} \geq 1,1$$

***Kondisi Operasi**

$$SF_l = 4,18 \geq 1.1$$

Coefficient Hydrodynamic

***Kondisi Operasi**

$$Re = 80628,7425$$

$C_d =$	1,60
$C_l =$	1,00
$C_m =$	2,00

Koef. Friksi

$$\mu = 0,2$$

$$U = 0,29$$

$$du/dt = 1,67$$

BIODATA PENULIS



Wiraksini Naditya lahir di Surabaya, 27 September 1991. Setelah menempuh pendidikan di SD Negeri Kertajaya XIII Surabaya, SMP Negeri 13 Surabaya, dan SMA Negeri 16 Surabaya, penulis melanjutkan studinya di Program Studi S1 Teknik Kelautan FTK-ITS pada tahun 2010. Di akhir semester 8, penulis menyusun tugas akhir yang berjudul “Analisa On-Bottom Stability Offshore Pipeline : Studi Kasus Kb-Kcom Platform PT. Pertamina Hulu Energy North West Java” dengan semangat dan motivasi tinggi guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan studi S-1 di Jurusan Teknik Kelautan, FTK-ITS. Selama masa perkuliahan penulis aktif dalam beberapa kegiatan kemahasiswaan. Selain itu penulis juga sering mengikuti berbagai kegiatan pengembangan diri, seperti mengikuti kegiatan seminar, kuliah tamu, lomba bisnis plan, dan sebagainya. Penulis dapat dihubungi melalui email wiraksininaditya@gmail.com